UNIVERSIDADE REGIONAL DE BLUMENAU – FURB

ANÁLISE EXPERIMENTAL DE UM GERADOR ASSÍNCRONO DE OITO POLOS EM REGIME DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE)

22 de junho de 2026

DARLAN JORDAO DE OLIVEIRA

ANÁLISE DE DESEMPENHO E IMPACTOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SÍNCRONA E ASSÍNCRONA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO: MODELAGEM, SIMULAÇÃO E MÉTODOS DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade Regional de Blumenau, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. [Inserir Nome do Orientador]

Blumenau - SC

2026

1.1.1 DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e familiares.

1.1.2 AGRADECIMENTOS

À Universidade Regional de Blumenau (FURB) e ao Centro de Ciências Tecnológicas (CCT), pela infraestrutura e pela oportunidade de realização deste mestrado. Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), pelo corpo docente de excelência que contribuiu imensamente para minha formação técnica e científica.

Ao meu orientador, Prof. Dr. MEYER, pela paciência, dedicação e pelas valiosas orientações que foram fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa. Sua visão crítica e rigor acadêmico foram inspirações constantes durante toda esta jornada.

1.1.3 EPÍGRAFE

"A energia não pode ser criada nem destruída, apenas transformada. A engenharia é a arte de guiar essa transformação para o bem da humanidade."

— Adaptado de James Prescott Joule

1.1.4 RESUMO

A integração massiva de Geração Distribuída (GD) em redes de distribuição de energia elétrica tem promovido uma mudança de paradigma, transformando redes tradicionalmente passivas e radiais em sistemas ativos e bidirecionais. Esta dissertação apresenta uma análise exaustiva do desempenho e dos impactos técnicos decorrentes da inserção de geradores rotativos assíncronos em sistemas de média tensão. O estudo fundamenta-se na modelagem matemática rigorosa das máquinas elétricas, utilizando a Transformação de Park para a análise em coordenadas *dq0*, permitindo a observação de transientes eletromecânicos e estabilidade dinâmica. A metodologia de simulação caracterizado por ser um alimentador radial desbalanceado e longo, o que acentua os desafios de regulação de tensão e coordenação de proteção. O trabalho investiga profundamente o fenômeno do ilhamento não intencional, mapeando as Zonas de Não Detecção (NDZ) e avaliando a eficácia das funções de proteção passiva baseadas na norma ANSI, especificamente as funções de Subtensão (27), Sobretensão (59), Subfrequência (81U), Sobrefrequência (81O) e Salto de Vetor (78). Os resultados obtidos através de simulações em ambiente MATLAB/Simulink demonstram que a presença de GD altera significativamente o perfil de tensão ao longo do alimentador, podendo causar violações dos limites operativos estabelecidos pelo PRODIST. Além disso, a análise comparativa entre geradores síncronos e assíncronos revela comportamentos distintos frente a faltas na rede, onde o DFIG apresenta maior flexibilidade no controle de potência reativa, enquanto geradores síncronos oferecem maior inércia, porém com maiores riscos de fechamento fora de fase. A pesquisa conclui com a proposição de ajustes otimizados para os relés de proteção, visando garantir a seletividade e a segurança operacional da rede frente à crescente penetração de fontes renováveis.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Proteção Anti-ilhamento. Máquinas Síncronas e Assíncronas. IEEE 34 Barras. Funções ANSI.

1.1.5 ABSTRACT

The massive integration of Distributed Generation (DG) into electric power distribution networks has promoted a paradigm shift, transforming traditionally passive and radial networks into active and bidirectional systems. This dissertation presents an exhaustive analysis of the performance and technical impacts resulting from the insertion of synchronous and asynchronous rotating generators (SCIG and DFIG) in medium voltage systems. The study is based on rigorous mathematical modeling of electrical machines, using the Park Transformation for analysis in *dq0* coordinates, allowing the observation of electromechanical transients and dynamic stability. The simulation methodology employs the IEEE 34-bus test system, characterized as a long and unbalanced radial feeder, which accentuates the challenges of voltage regulation and protection coordination. The work deeply investigates the phenomenon of unintentional islanding, mapping Non-Detection Zones (NDZ) and evaluating the effectiveness of passive protection functions based on the ANSI standard, specifically Undervoltage (27), Overvoltage (59), Underfrequency (81U), Overfrequency (81O), and Vector Shift (78) functions. The results obtained through simulations in MATLAB/Simulink and OpenDSS environments demonstrate that the presence of DG significantly alters the voltage profile along the feeder, potentially causing violations of the operational limits established by PRODIST. Furthermore, the comparative analysis between synchronous and asynchronous generators reveals distinct behaviors during network faults, where the DFIG presents greater flexibility in reactive power control, while synchronous generators offer greater inertia, but with higher risks of out-of-phase reclosing. The research concludes with the proposal of optimized settings for protection relays, aiming to ensure selectivity and operational safety of the network in the face of the increasing penetration of renewable sources.

Keywords: Distributed Generation. Anti-islanding Protection. Synchronous and Asynchronous Machines. IEEE 34-bus. ANSI Functions.

1.1.6 LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- **ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica
- **ANSI:** American National Standards Institute
- **AVR:** Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Tensão)
- **Celesc:** Centrais Elétricas de Santa Catarina
- **DFIG:** Doubly Fed Induction Generator (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)
- **FRT:** Fault Ride-Through (Suporte à Rede sob Falta)
- **GD:** Geração Distribuída
- **GSC:** Grid Side Converter (Conversor Lado da Rede)
- **IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers
- **NDZ:** Non-Detection Zone (Zona de Não Detecção)
- **ONS:** Operador Nacional do Sistema Elétrico
- **PCC:** Point of Common Coupling (Ponto de Acoplamento Comum)
- **PRODIST:** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
- **RSC:** Rotor Side Converter (Conversor Lado do Rotor)
- **SCIG:** Squirrel Cage Induction Generator (Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo)
- **SFO:** Sistema de Fechamento Fora de Fase

1.1.7 LISTA DE SÍMBOLOS

- **S:** Escorregamento da máquina de indução
- **RPM:** Velocidade de sincronismo [rpm]
- **T:** Torque eletromagnético [N.m]
- **I:** Momento de inércia [kg.m²]**I**
- **P:** Potência ativa [W]
- **Q** Potência reativa [VAr]
- **V:** Tensão eficaz [V]
- **I:** Corrente eficaz [A]
- **L:** Indutância [H]
- Φ**:** Fluxo magnético concatenado [Wb]

---

2 1. INTRODUÇÃO

2.1 Contextualização

A transição energética global tem impulsionado a busca por soluções de geração distribuída que aliem robustez mecânica a baixo custo de manutenção. Nesse cenário, o motor de indução trifásico com rotor em gaiola de esquilo, quando operado como gerador assíncrono, emerge como uma alternativa tecnicamente viável, especialmente em microcentrais hidrelétricas e sistemas eólicos de pequeno porte. A simplicidade construtiva dessas máquinas, aliada à ausência de escovas e à capacidade de operar em velocidades variáveis, confere-lhes uma vantagem competitiva frente aos geradores síncronos convencionais.

Entretanto, a operação de um gerador assíncrono impõe desafios específicos relacionados à qualidade da energia e ao controle do fluxo de potência. Diferente das máquinas síncronas, o gerador de indução é inerentemente dependente da rede elétrica — ou de bancos de capacitores — para o fornecimento da potência reativa necessária à sua magnetização. Esta característica demanda uma análise rigorosa do comportamento da máquina em diferentes regimes de escorregamento, uma vez que a injeção de potência ativa na rede ocorre apenas quando a rotação mecânica ultrapassa a velocidade síncrona do campo girante.

O presente trabalho dedica-se à investigação experimental de um motor WEG W22 de 1 cv e 8 polos, operando como gerador. A escolha por uma máquina de oito polos, com rotação síncrona de 900 RPM, justifica-se pela necessidade de explorar regimes de baixa velocidade, comuns em aplicações de fontes renováveis primárias. Através de uma instrumentação sofisticada, busca-se mapear não apenas a eficiência do conjunto, mas também a dinâmica das potências ativa e reativa, fornecendo subsídios para a otimização de sistemas de geração distribuída em escala reduzida.

2.2 Justificativa da Pesquisa

A relevância desta pesquisa fundamenta-se na necessidade de garantir a integridade e a confiabilidade do sistema elétrico frente à transição energética. A justificativa pode ser dividida em três pilares principais: técnico, econômico e regulatório.

Relevância Técnica: O aumento da penetração de GD altera a coordenação da proteção existente. Relés de sobrecorrente que foram ajustados para um fluxo unidirecional podem sofrer de "cegueira de proteção" (*protection blindness*) ou atuação intempestiva devido à contribuição de corrente de curto-circuito vinda dos geradores distribuídos. Além disso, a estabilidade de tensão em alimentadores longos e desbalanceados, como o modelo IEEE 34 barras, é extremamente sensível à localização e ao tipo de tecnologia de geração empregada. Compreender como geradores síncronos (com seus sistemas de excitação e reguladores de tensão) e geradores assíncronos (especialmente o DFIG com seu controle de quatro quadrantes) interagem com a rede é vital para evitar colapsos de tensão e garantir a qualidade da energia.

Relevância Econômica: O ilhamento não detectado pode levar ao fechamento fora de fase quando a rede principal tenta religar automaticamente. Este evento submete o eixo do gerador a torques mecânicos transientes que podem exceder em várias vezes o torque nominal, causando fadiga de material ou quebra catastrófica de componentes. Para as concessionárias, a má gestão da GD resulta em multas por violação de indicadores de continuidade (DEC e FEC) e de conformidade de tensão. Portanto, métodos de proteção mais precisos reduzem custos de manutenção e evitam prejuízos financeiros tanto para o “prosumidor” quanto para a distribuidora.

Relevância Regulatória e Social: Com a atualização das normas brasileiras (RN 1000/2021 e Lei 14.300/2022), as exigências para conexão de GD tornaram-se mais rigorosas. Este trabalho contribui para o corpo de conhecimento

necessário para a revisão de normas técnicas de concessionárias, fornecendo subsídios científicos para a definição de requisitos de proteção que não sejam excessivamente conservadores (o que inviabilizaria projetos) nem permissivos (o que colocaria a rede em risco). A descentralização energética é um caminho sem volta para a sustentabilidade, e este estudo provê a base técnica para que essa transição ocorra de forma segura.

2.3 Problema de Pesquisa

O problema central desta pesquisa reside na seguinte questão científica: Como a integração de diferentes tecnologias de geração distribuída rotativa (síncrona vs. assíncrona) impacta a seletividade da proteção e a eficácia da detecção de ilhamento em redes de distribuição radiais desbalanceadas, e quais são os limites operacionais que garantem a estabilidade do sistema sem comprometer a sensibilidade dos métodos de proteção passiva?

A dificuldade reside no fato de que as funções de proteção passiva (ANSI 27, 59, 81) possuem Zonas de Não Detecção (ZND). Quando há um equilíbrio quase perfeito entre a potência gerada pela GD e a carga consumida na ilha as variações de tensão e frequência após a desconexão da rede principal são mínimas, impedindo que os relés tradicionais percebam o ilhamento. O problema agrava-se em redes desbalanceadas, onde as componentes de sequência negativa podem mascarar os sinais de detecção ou causar atuações falsas.

2.4 Objetivos do Trabalho

2.4.1 Objetivo Geral

Analisar de forma comparativa o desempenho dinâmico e os impactos técnicos da inserção de geradores síncronos e assíncronos em redes de distribuição, propondo e validando métodos de proteção anti-ilhamento baseados em funções ANSI que minimizem as zonas de não detecção em sistemas desbalanceados.

2.4.2 Objetivos Específicos

- Desenvolver modelos matemáticos detalhados de geradores assíncronos (SCIG e DFIG) utilizando o MATHLAB para simulações de transientes eletromecânicos..
- Propor uma metodologia de ajuste coordenado de proteção que garanta a detecção de ilhamento em cenários de equilíbrio carga-geração, mantendo a seletividade frente a faltas externas.

2.5 Delimitação do Tema

Esta pesquisa delimita-se ao estudo de sistemas de distribuição de média tensão (classe 110 a 440 V). O foco está concentrado em geradores rotativos com potências variando entre 500 W e 50 kW, conectados a alimentadores radiais. Não serão abordados sistemas de transmissão de alta tensão. As simulações priorizarão o comportamento em regime permanente e transientes de baixa frequência (estabilidade eletromecânica), não contemplando transientes eletromagnéticos de altíssima frequência (como surtos de manobra ou descargas atmosféricas).

2.6 Hipóteses de Pesquisa

O Gerador de Indução ROTOR DE ESQUILO avaliação do impacto variação de tensão da rede, devido à sua menor capacidade superior de controle dinâmico de potência reativa.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E MODELAGEM DE MÁQUINAS

3.1 Princípio de Funcionamento de Geradores Assíncronos

O gerador de indução, ou gerador assíncrono, fundamenta sua operação no princípio da indução eletromagnética, conforme estabelecido pelas leis de Faraday e Lenz. Em uma máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo, o estator é alimentado por um sistema trifásico de correntes que produz um campo magnético girante no entreferro. Este campo, ao rotacionar com uma velocidade síncrona determinada pela frequência da rede e pelo número de polos da máquina, induz tensões nas barras do rotor. A velocidade síncrona (NS), expressa em rotações por minuto (rpm).

Para que a máquina opere como gerador, o rotor deve ser acionado por uma fonte primária de energia mecânica (como uma turbina eólica ou hidráulica) a uma velocidade superior à velocidade síncrona. Essa condição caracteriza o escorregamento (S) negativo. O escorregamento é a medida adimensional da diferença relativa entre a velocidade do campo girante e a velocidade mecânica do rotor.

$$Nesc = Nsinc - Nm \tag{1}$$

N_{esc} = *velocidade de escorregamento da máquina;*

N_{sinc} = *velocidade de campo girante;*

N_m = *velocidade de mecânica;*

$$S = \frac{nsinc - Nm}{nsinc} \tag{2}$$

S = escorregamento

E_{r0} *= tensão de rotor bloqueado no rotor*

Quando o escorregamento torna-se negativo, invertendo o sentido do torque eletromagnético e, consequentemente, o fluxo de potência ativa, que passa a ser injetada na rede elétrica. A interação entre o campo magnético do estator e as correntes induzidas no rotor cria um torque de oposição ao movimento mecânico, convertendo a energia cinética do eixo em energia elétrica. É fundamental destacar que a máquina assíncrona não possui excitação própria no rotor; portanto, ela consome potência reativa da rede (ou de bancos de capacitores) para estabelecer o fluxo magnético necessário à indução, o que representa um desafio técnico para a estabilidade de tensão em sistemas de geração distribuída.

3.2 Princípio de Funcionamento de Geradores Síncronos

Diferente das máquinas assíncronas, o gerador síncrono opera em uma velocidade rigorosamente constante, sincronizada com a frequência da rede elétrica. Construtivamente, a máquina consiste em um estator (armadura) que abriga os enrolamentos trifásicos e um rotor (campo) que é alimentado por corrente contínua (CC) para gerar um fluxo magnético constante. Existem duas topologias principais de rotor: polos lisos (cilíndricos), utilizados em máquinas de alta velocidade como turbogeradores a vapor, e polos salientes, comuns em hidrogeradores e motores de combustão interna de baixa velocidade.

O enrolamento de campo no rotor cria um dipolo magnético que, ao ser girado pela máquina primária, produz um campo magnético rotativo. De acordo com a Lei de Faraday, esse fluxo variável no tempo induz uma Força Eletromotriz (FEM) senoidal nos enrolamentos do estator. A frequência da tensão gerada está diretamente vinculada à velocidade de rotação. Além dos enrolamentos de campo, os geradores síncronos modernos possuem enrolamentos amortecedores (barras de curto-circuito na face dos polos), que desempenham um papel crucial na estabilidade dinâmica, amortecendo oscilações de velocidade e auxiliando na partida da máquina quando operando como motor.

3.3 GERADORES SÍNCRONOS

Geradores síncronas são caracterizados por ter duas partes essenciais em sua concepção, estator e rotor.

Estator se refere a parte fixa onde estão alojadas as bobinas que são responsáveis pela injeção de potência ao sistema.

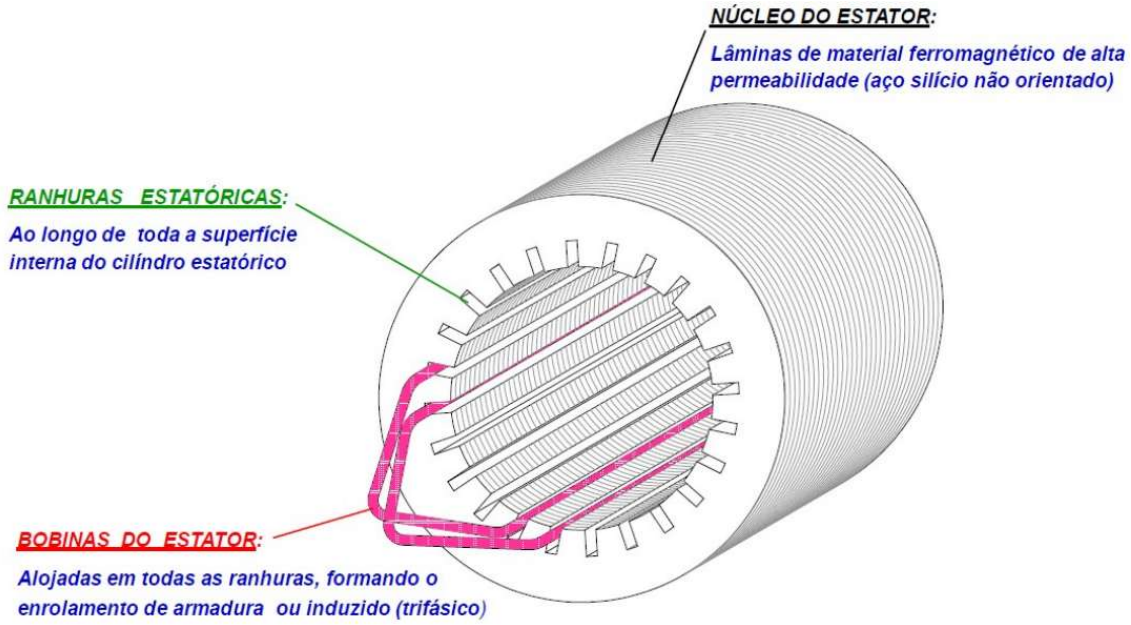

NÚCLEO DO ESTATOR:
Lâminas de material ferromagnético de alta permeabilidade (aço silício não orientado)
RANHURAS ESTATÓRICAS:
Ao longo de toda a superfície interna do cilíndro estatórico
BOBINAS DO ESTATOR:
Alojadas em todas as ranhuras, formando o enrolamento de armadura ou induzido (trifásico)

Figura 1 ASPECTOS CONSTRUTIVOS DE UMA MAQUINA SINCRONA (Aquiles, 2024)

A base do funcionamento do gerador síncrono tem a lei de Indução de Michael Faraday (Magnetismo, 2024) , ou seja, sempre que houver movimento entre um condutor e um campo magnético haverá uma tensão que será conduzida pelo condutor.

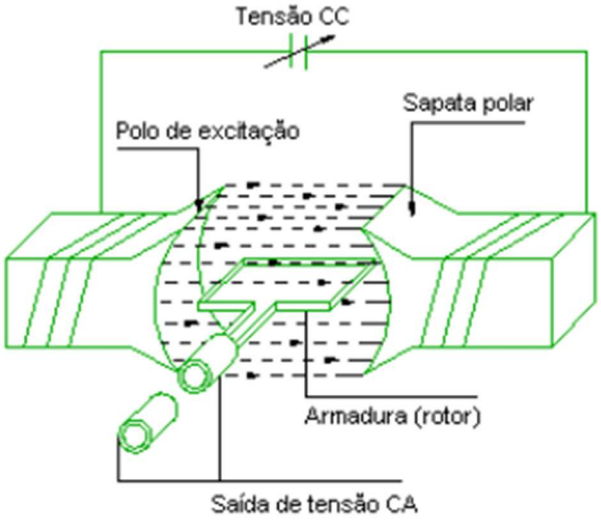


Figura 2: Esquema de funcionamento de um gerador elementar (armadura girante em desuso) (WEG, 2024)

Nos geradores de polos girantes armadura fixa, temos a mesma base de cálculo, na Figura 3 temos o exemplo de um gerador de um par de polos, com 2 polos girantes.

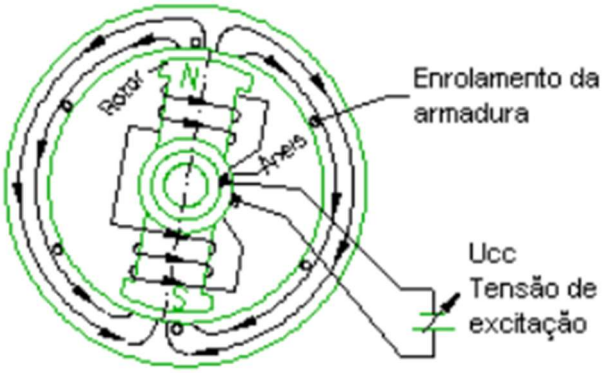


Figura 3: Esquema de funcionamento de um gerador elementar de 2 polos (armadura fixa) (WEG, 2024)

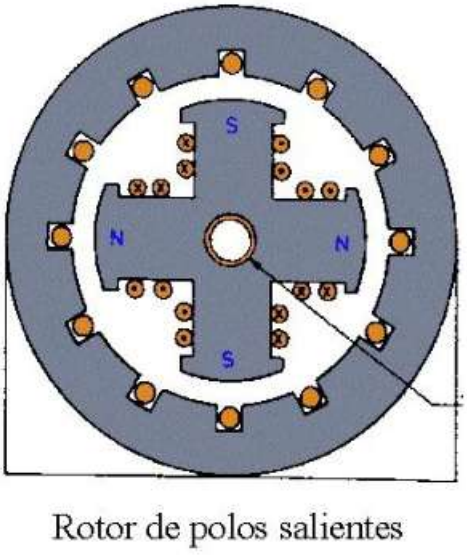


Figura 4 Esquema de funcionamento de um gerador elementar de 4 polos (STROSKI, 2024)

Para uma máquina síncrona de um par de polos temos a distribuição da força eletromotriz Figura 5, representando uma volta completa do no eixo da máquina obtendo seu modulo máximo estando a bobina ortogonal ao campo magnético, e seu valor nulo paralelo ao campo magnético.

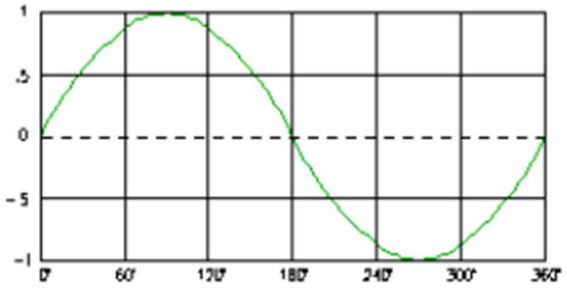


Figura 5 DISTRIBUIÇAO DA FORÇA ELETROMOTRIZ (WEG, 2024)

A Figura 5 mostra um maquina síncrona com dois polos, ou um par de polos, sua rotação síncrona depende da frequência da rede, que dada pela seguinte equação.

$$n = \frac{120 * f}{p}$$

Onde

$$n = rotações\ por\ minuto\ (RPM)$$

$$f = frequência$$

$$p = numeros\ de\ polos$$

A forma de onda da tensão de saída de gerador monofásico se assemelha muito a Figura 5 , para sistemas trifásicos teremos o incremento de bobinas no estator como pode ser visto na

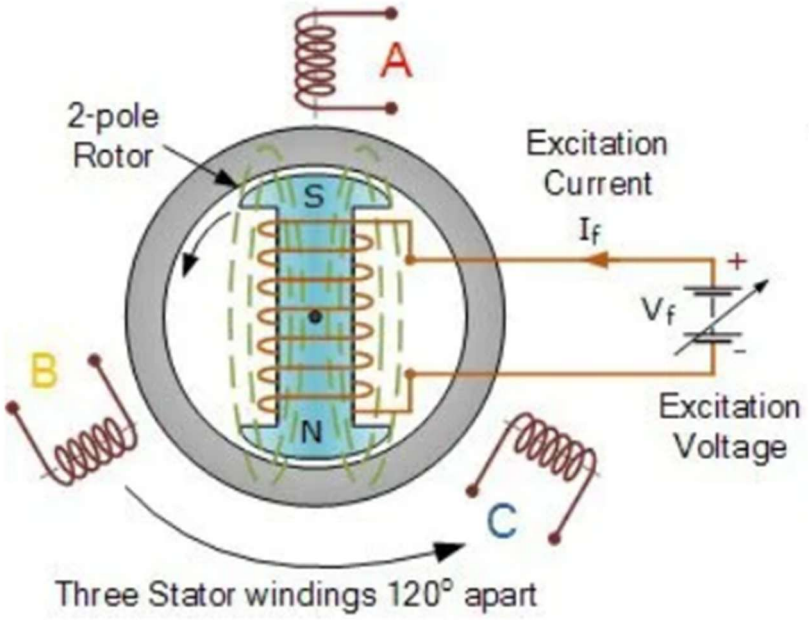


Figura 6 gerador trifásico com 2 polos (STROSKI, 2024)

Esse incremento de bobinas no estator teremos um sistema trifásico com uma defasagem de 120 graus em cada fase

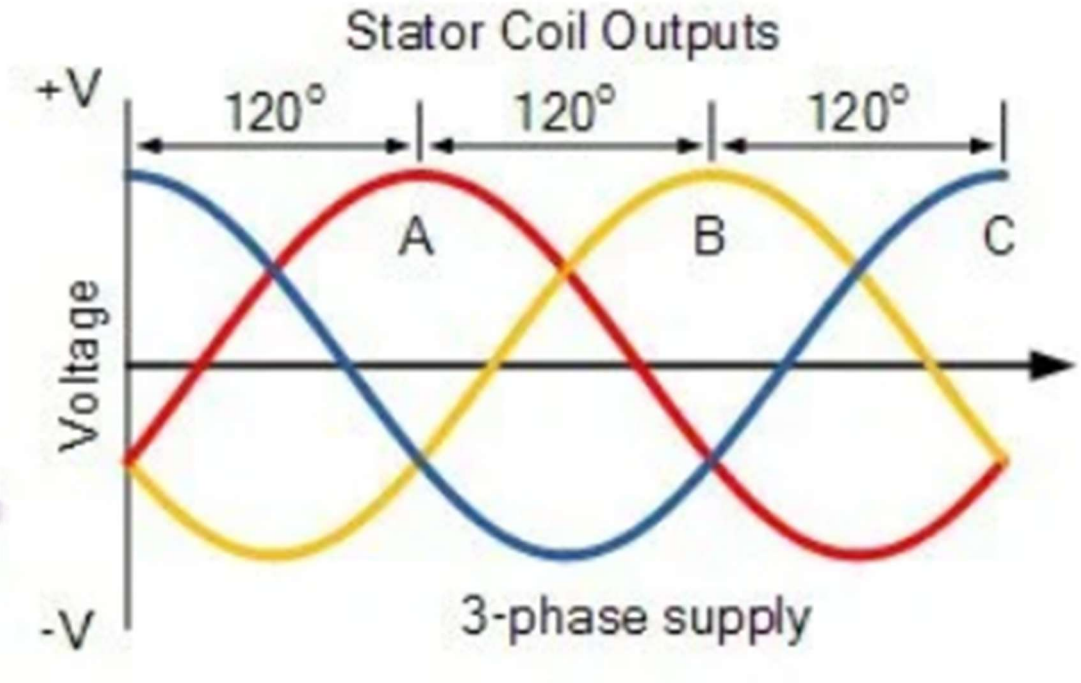


Figura 7 forma de onda de saída de um gerador trifásico (STROSKI, 2024)

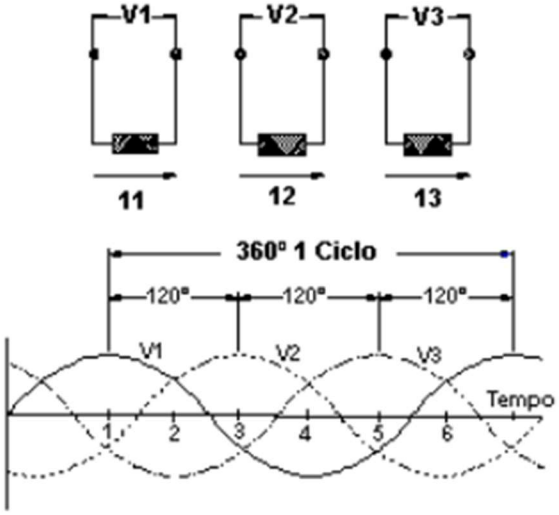


Figura 8 forma de onda de saída de um gerador trifásico (WEG, 2024)

As ligações da saída de um gerador trifásico se dividem em estrela (B) e triangulo (A).

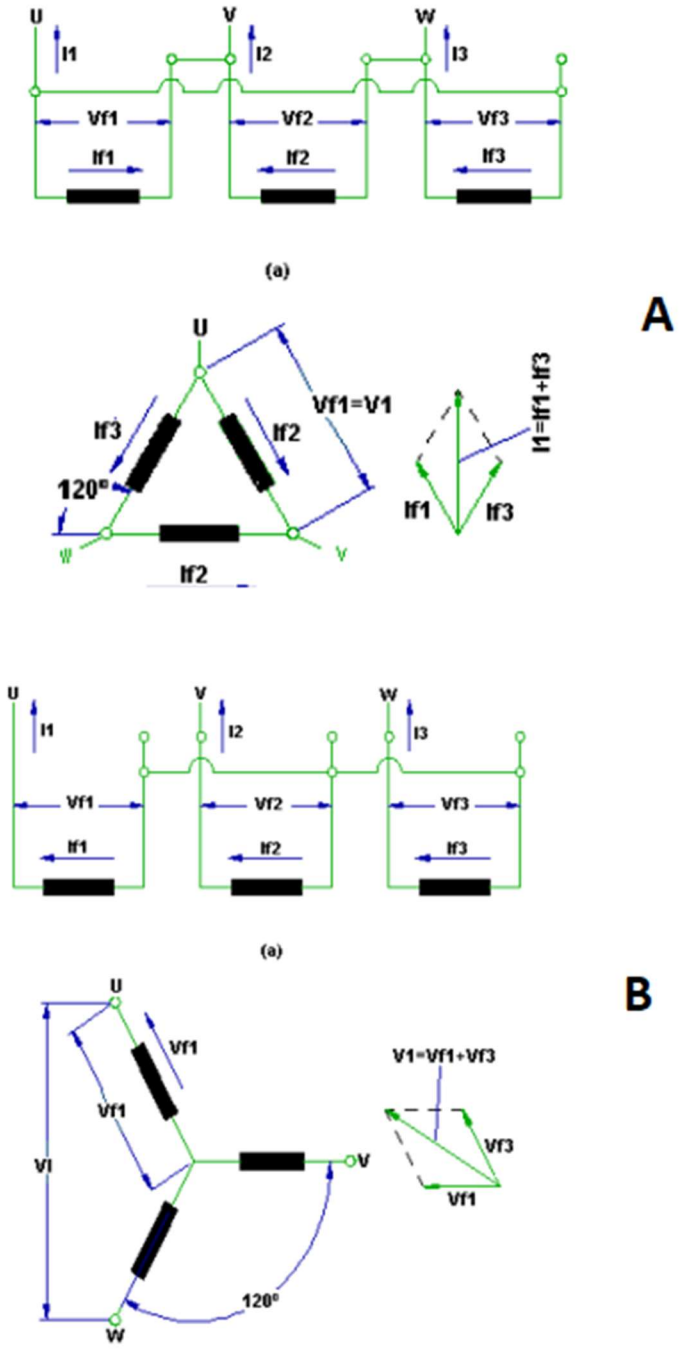


Figura 9 tipo de ligação saída gerador (WEG, 2024)

Para exemplificar vamos usar a Figura 2, gerador com polos fixos e armadura girante (em desuso), temos a fonte de tensão CC gerando uma corrente que cria dois polos magnéticos gerando um campo magnético que flui no sentido das setas, considerando que a armadura (rotor) seja uma bobina e aplicando a lei de indução (Magnetismo, 2024) na forma matemática da lei da indução dada em 1845 pelo físico Alemão Franz Ernst Neumann teremos:

$$e = -\frac{d\emptyset}{dt} \qquad (3)$$

Onde

$$e = força\ eletro\ motriz\ (fem)\ ou\ tensão\ induzida$$

$$\emptyset = fluxo\ magnetico$$

Na equação acima consideramos apena uma espira, no caso de geradores podemos ter um número "N" de espiras (Oliveira, Eletricidade, 2015):

$$e = -N.* \frac{d\emptyset}{dt} \quad (4)$$

Usando a teoria da autoindução onde a corrente em um circuito produz fluxo sobre o próprio circuito, e a variação de corrente, denominada pela letra "I" por sua vez produz uma tensão autoinduzida, com o fluxo magnético proporcional a corrente, onde a geometria e propriedade magnética do meio é chamada de indutância denotada por "L", essa definição foi dada por Oliuver Heaviside em 1886 (Magnetismo, 2024), de acordo com essa definição temos:

$$e = -L * \frac{dI}{dt} \quad (5)$$

Segundo (Oliveira, Eletricidade, 2015)

$$N\emptyset = L * I \quad (6)$$

Onde

$$I = corrente\ em\ amper$$

$$L = indutancia$$

$$N = numero\ de\ espiras$$

Como também podemos definir a força magneto motriz (fmm) como (https://www.eletr.ufpr.br, 2024)

$$fmm = N.I \quad (7)$$

Usando a equação de para fluxo magnético (https://edisciplinas.usp.br, 2024)

$$\emptyset = \frac{Fmm}{\mathbb{R}} \tag{8}$$

Onde

$$\mathbb{R} = relutância\ magnetica$$

Usando a equação 6

$$L = \frac{N\emptyset}{I} \tag{9}$$

Aplicando a equação 8 temos:

$$L = \frac{N\frac{e}{\mathbb{R}}}{I} \tag{10}$$

Substituindo a força magneto motriz e 7

$$L = \frac{N\frac{N * I}{\mathbb{R}}}{I} \tag{11}$$

Simplificando teremos

$$L = \frac{N^2}{\mathbb{R}} \tag{12}$$

Seguindo o princípio que a indução magnética é intrico a parâmetros construtivos do gerador (material e dimensões) independente da correte aplicada.

Numa análise simplificada do gerador temos os esquemas elétrico abaixo.

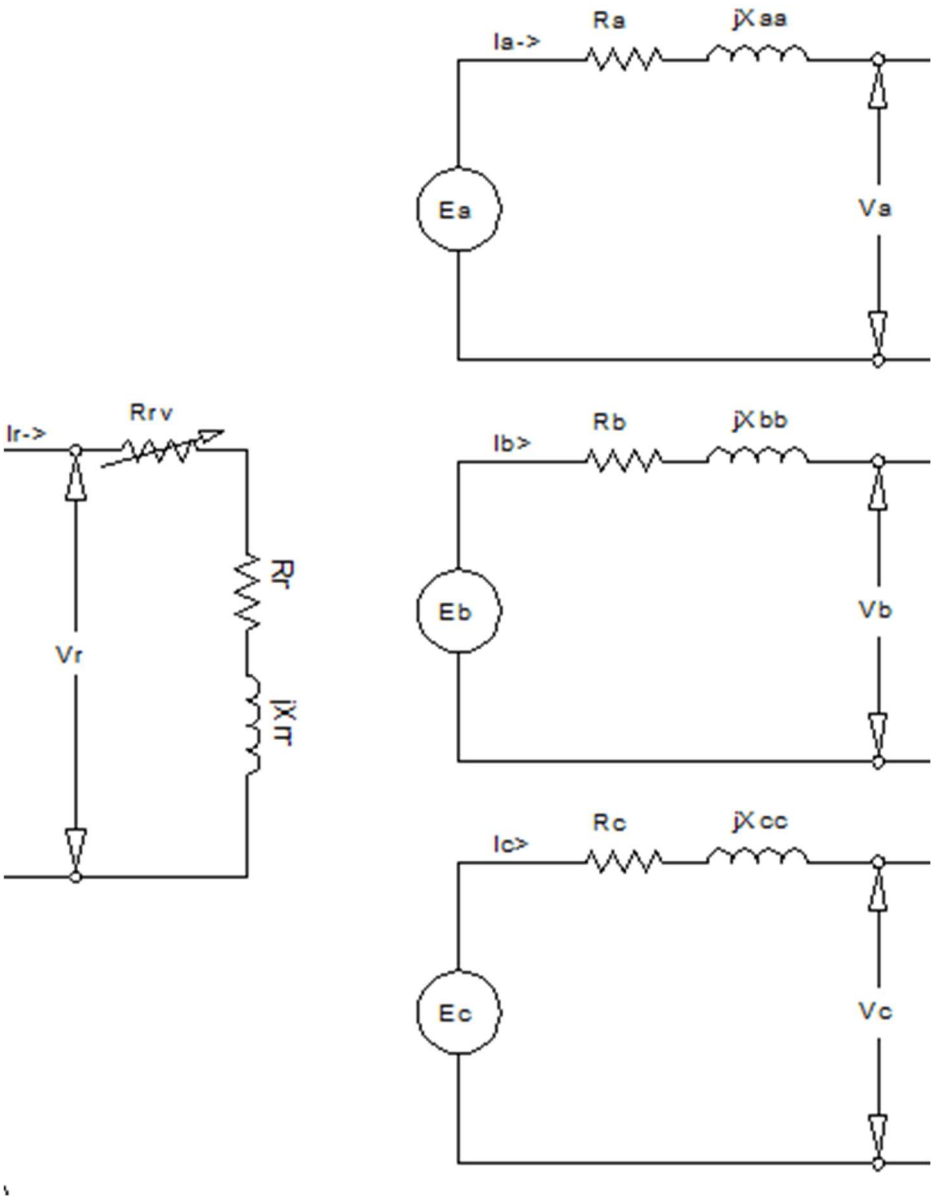


Figura 10 BOBINA GERAÇAO TRIFAZICO Luis Cesar Emanuelli XXXXXX

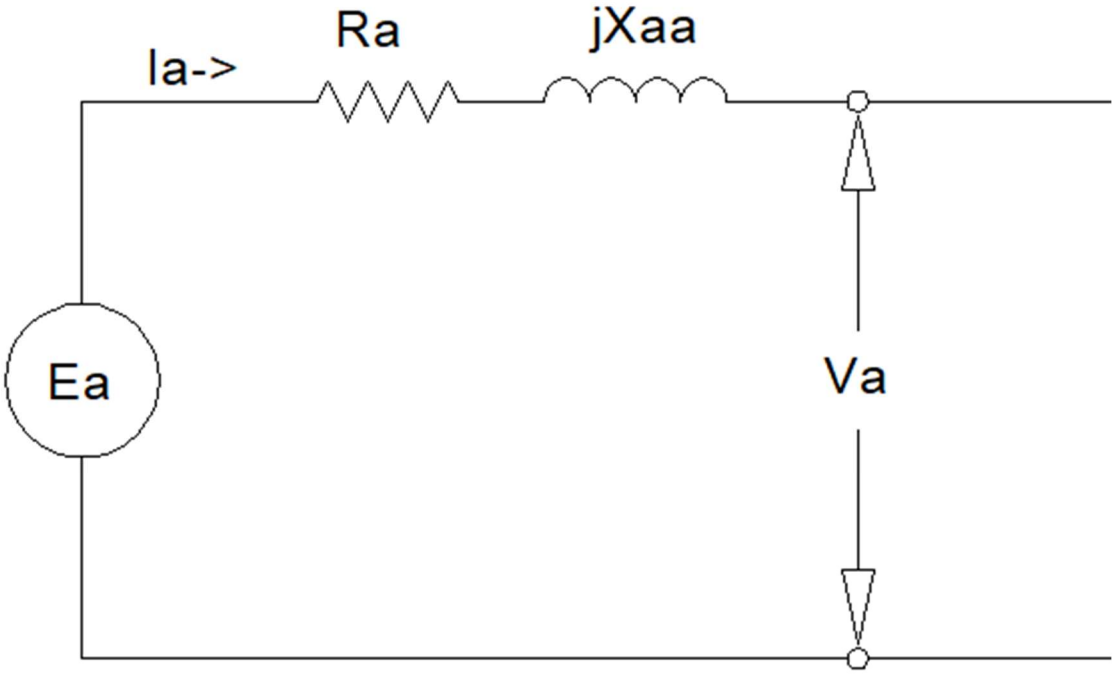


Figura 11 BOBINA GERAÇAO MONOFASICA Luis Cesar Emanuelli XXXXXX

Onde no estator temos:

Ea, Eb e Ec corresponde a nossa forca magneto motriz (FMM);

jXaa, jXbb e jXcc a auto indutância interna da bobina estator ou Laa, Lbb e Lcc;

Ra, Rb e Rc a resistência do fio de cobre do estator;

Ia, Ib e Ic corrente do estator;

Va, Vb e Vc tensão de saída do estator.

E no rotor:

Vr tensão continua para excitação;

Ir corrente para geração do campo de excitação;

Rrr resistor variável para modular corrente de excitação;

Rr resistência do fio de cobre do rotor;

jXrr auto indutância das bobinas do rotor ou Lrr.

Usando a lei de OHM teremos

$$Ea = Ra * Ia + L\frac{dIa}{dt} + Va \tag{13}$$

Utilizando a Figura 9B em complemento a Figura 10 teremos

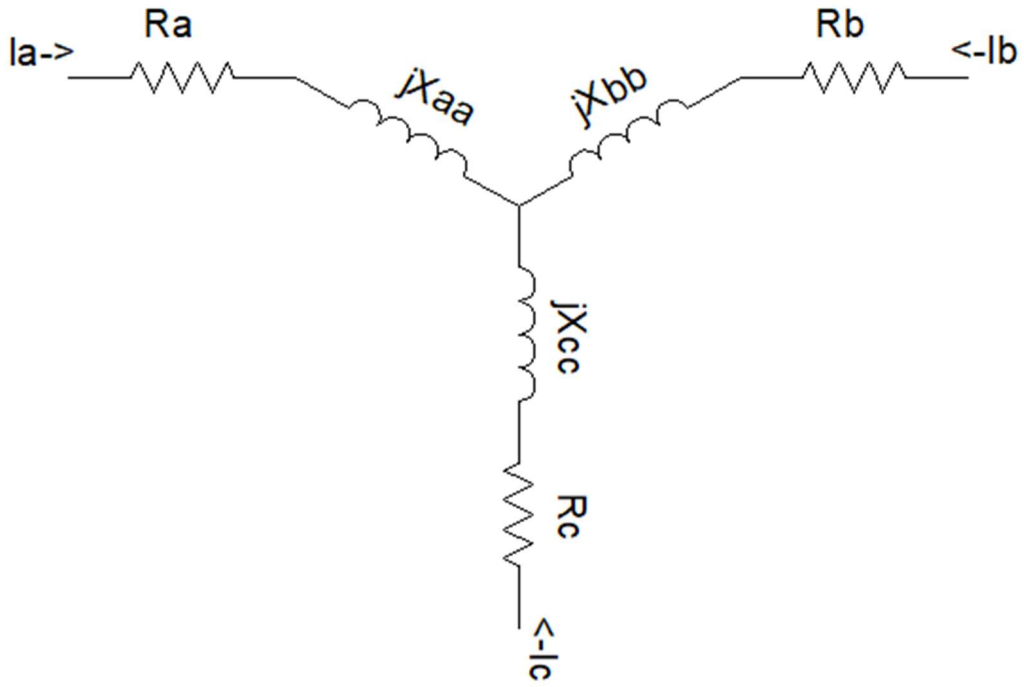


Figura 12 diagrama estator com suas respectivas indutâncias e resistência

Adicionado um campo girante e o rotor a figura acima.

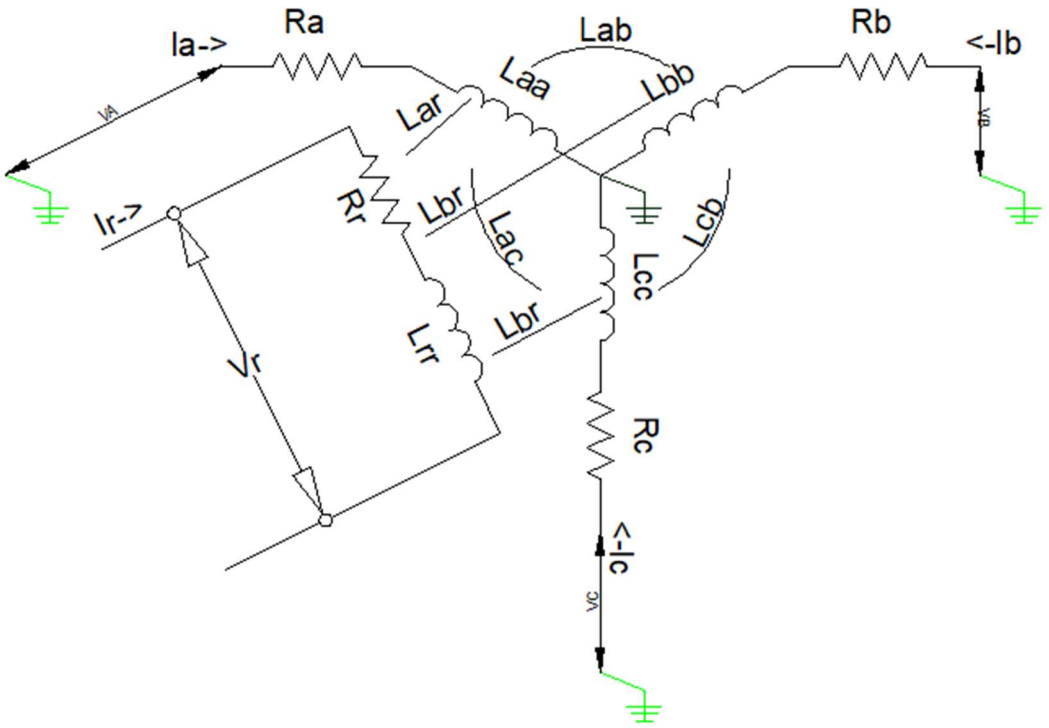


Figura 13 diagrama gerador com indutâncias mutuas

Onde adicionamos:

Lab, Lbc e Lac correspondendo a indutacia mútua entre as bobinas do estator;

Lar, Lbr e Lcr correspondendo a indutacia mútua entre as bobinas do estator e do rotor girante.

Considerando a lei de KICHHOFF onde

$$V = R * I + l\frac{dI}{dt} \qquad (14)$$

Para facilidade da futura matriz matemática coma consideraremos as interações das indutâncias mútuas e próprias como λ, considerando que por se tratar de uma máquina trifásica geometricamente defasada 120 graus as indutâncias mutuas serão iguais, assim sendo teremos como suas resistências.

$$Va = R * Ia + l\frac{d\lambda a}{dt} \qquad (15)$$

$$Vb = R * Ib + l\frac{d\lambda b}{dt} \quad (16)$$

$$Vc = R * Ic + l\frac{d\lambda c}{dt} \quad (17)$$

$$Vr = Rr * Ir + l\frac{d\lambda r}{dt} \quad (18)$$

Decompondo λ, teremos

$$\lambda a = Laa * Ia + Lab * Ib + Lac * Ic + Lar * Ir \quad (19)$$

$$\lambda b = Lab * Ia + Lbb * Ib + Lbc * Ic + Lbr * Ir \quad (20)$$

$$\lambda c = Lac * Ia + Lcb * Ib + Lcc * Ic + Lcr * Ir \quad (21)$$

$$\lambda r = Lar * Ia + Lrb * Ib + Lrc * Ic + Lrr * Ir \quad (22)$$

Substituindo λ nas equações de tensão temos:

$$Va = R * Ia + Laa * \frac{dIa}{dt} + Lab * \frac{dIb}{dt} + Lac * \frac{dIc}{dt} + Lar * \frac{dIr}{dt} \quad (23)$$

$$Vb = R * Ia + Lab * \frac{dIa}{dt} + Lbb * \frac{dIb}{dt} + Lbc * \frac{dIc}{dt} + Lbr * \frac{dIr}{dt} \quad (24)$$

$$Vc = R * Ia + Lac * \frac{dIa}{dt} + Lcb * \frac{dIb}{dt} + Lcc * \frac{dIc}{dt} + Lcr * \frac{dIr}{dt} \quad (26)$$

$$Vr = Rr * Ir + Lar * \frac{dIa}{dt} + Lrb * \frac{dIb}{dt} + Lrc * \frac{dIc}{dt} + Lrr * \frac{dIr}{dt} \quad (25)$$

Transformando as equações acima para forma matricial

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \\ Vr \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Rr \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \\ Ir \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Laa & Lab & Lac & Lar \\ Lab & Lbb & Lbc & Lbr \\ Lac & Lbc & Lcc & Lcr \\ Lac & Lbr & Lcr & Lrr \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} d\frac{Ia}{dt} \\ d\frac{Ib}{dt} \\ d\frac{Ic}{dt} \\ d\frac{Ir}{dt} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Temos acima o modelo matricial para um gerador trifásico síncrono.

Para uma sequência no entendimento de como aplicamos a matriz a uma maquina rotatória analisaremos um gerador mais simples possível, com 1 par de polo com operação trifásica.

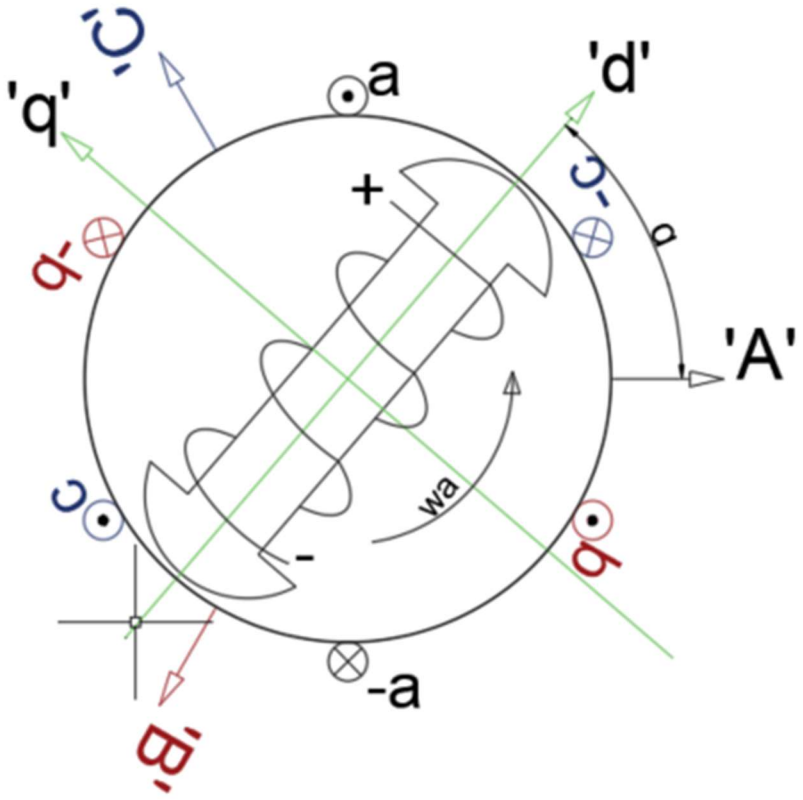


Figura 14 REPRESENTAÇAO DAS BOBINAS E CAMPO ROTORICO DE UM GERADOR TRIFASICO DE POLOS SALIENTES

Onde a, b, c são as bobinas de fases (simbolizando as suas entradas e saídas de vista frontal no gerador) ’A’, ‘B’, ‘C’ são os eixos magnéticos das bobinas a, b, c, sendo ‘d’ é o campo magnético gerador pelo rotor, ‘q’ é a componente interpolar do campo magnético do rotor, região com menor campo magnético do rotor.

Da Figura 14 obtemos dois novos elementos na configuração do gerador, a permeância de eixo direto µd e a permeância de eixo em quadratura µq, onde tabem teremos as correntes de eixo direto e de eixo em quadratura (Id, Iq).

Usando a transformação de Park para correntes (JORDÃO, 2 EDIÇAO) para substituir as corrente trifásicas (Ia, Ib, Ic) pelas correntes (Id, Iq) do enrolamento pseudoestacionário reside na imposição da mesma força magneto motriz é a mesma sobre o estator e rotor, podemos com isso afirmar que:

$$\frac{(Fa,b,c)}{(Fd,q)} = \frac{3}{2} \qquad (28)$$

O ângulo entre o campo magnético de eixo direto e o campo magnético da fase ‘A’ e dado por α.

O ângulo entre o campo magnético de eixo direto e o campo magnético da fase ‘B’ e dado por α+120.

O ângulo entre o campo magnético de eixo direto e o campo magnético da fase ‘C’ e dado por α-120.

Levando em consideração a Figura 14 onde a distância do rotor em relação ao estator não muda, apenas a variação de seu ângulo em função da rotação, podemos afirmar que a indutância própria rotôrica é:

$$zrr = Lrr \qquad (29)$$

Onde

zrr é a indutância própria do rotor;

Lrr é diretamente proporcional ao número de espiras, material construtivo e distância entre rotor e estator, itens a quais não variam durante a operação do gerador.

Excitando a fase ‘A’, como referencial inicial, analisaremos sua indutância mutua em relação ao rotor.

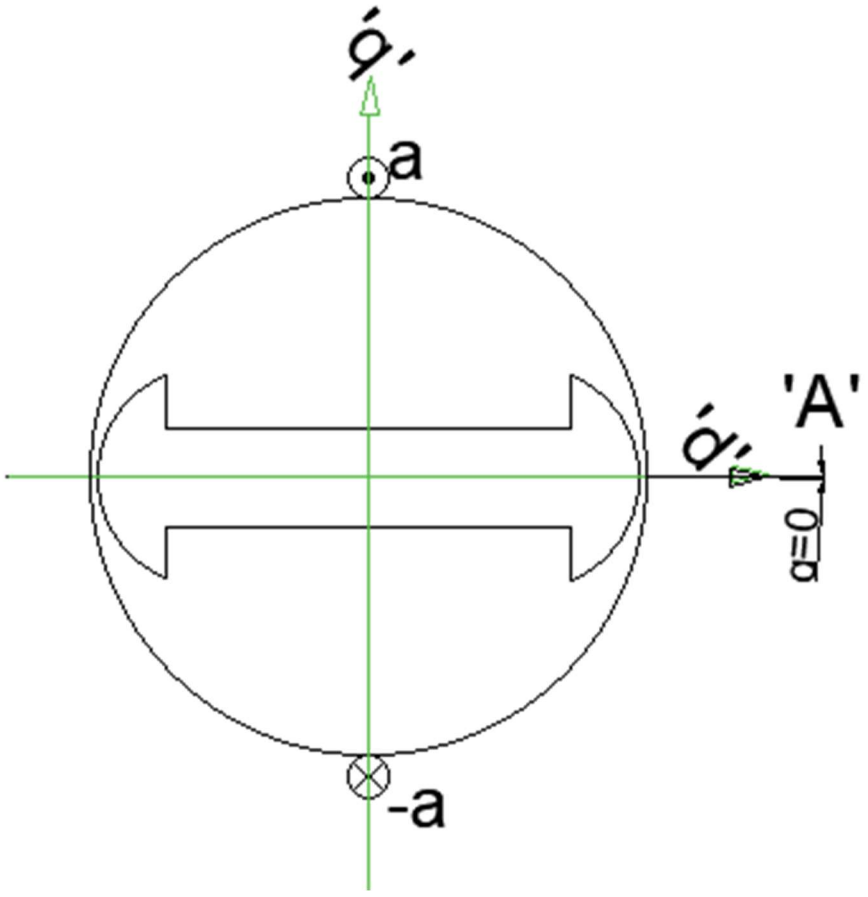


Figura 15 EIXO DIRETO COM 0 GRAUS EM RELAÇÃO A CAMPO ELETRICO DA FASE 'A"

No caso da Figura 15 indutância mutua entre a fase ‘A’ e o rotor é máxima, com um α = 0.

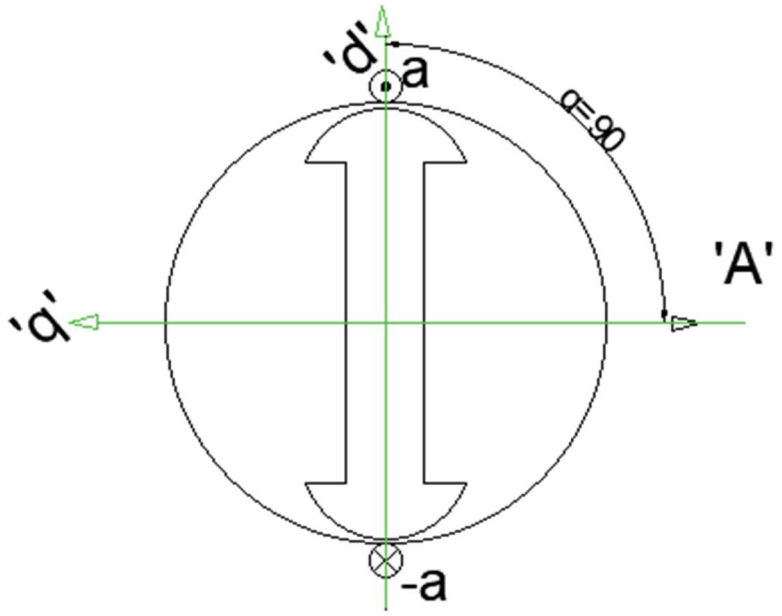


Figura 16 EIXO DIRETO COM 90 GRAUS EM RELAÇÃO A CAMPO ELETRICO DA FASE 'A"

No caso da Figura 16 indutância mutua entre a fase ‘A’ e o rotor tente a zero, com um α = 90.

Sendo assim podemos afirmar quer

$$zar = zra = Lar.cos(\alpha) \tag{30}$$

Usando a mesma metodologia para as fases ‘B’ e ‘C’ teremos

$$zbr = zrb = Lbr.cos(\alpha+120) \tag{31}$$

$$zcr = zrc = Lcr.cos(\alpha-120) \tag{32}$$

Para a indutância própria da fase ‘A’, excitando inicialmente apenas a fase ‘A’

(aplicando uma corrente Ia somente na fase A)Teremos de forma clara o aparecimento de uma força magneto motriz que chamaremos de Fa.

$$Fa = Ia * Na \quad (33)$$

Onde

Fa força magneto motriz da fase A

Ia corrente da fase A

Na número de espiras da fase A.

Com isso podemos afirmar que a força magneto motriz da bobina A no eixo em direto será

$$Fad = Fa * cos\alpha \quad (34)$$

E para o eixo em quadratura:

$$Faq = -Fa * seno\alpha \quad (35)$$

Segundo (JORDÃO, 2 EDIÇAO)

$$\mathbb{R} = \frac{1}{\mu} \quad (36)$$

Onde $\mathbb{R}$ é a relutância magnética e μ é permeância magnética, usando a equação 8 na 36 teremos:

$$\emptyset = Fmm * \mu \quad (37)$$

Sendo assim

$$\emptyset ad = Fa * cos(\alpha) * \mu d \quad (38)$$

Onde

Øad é o fluxo magnético da bobina A sobre o eixo direto

E μd é a permeância de projeto do eixo direto

E

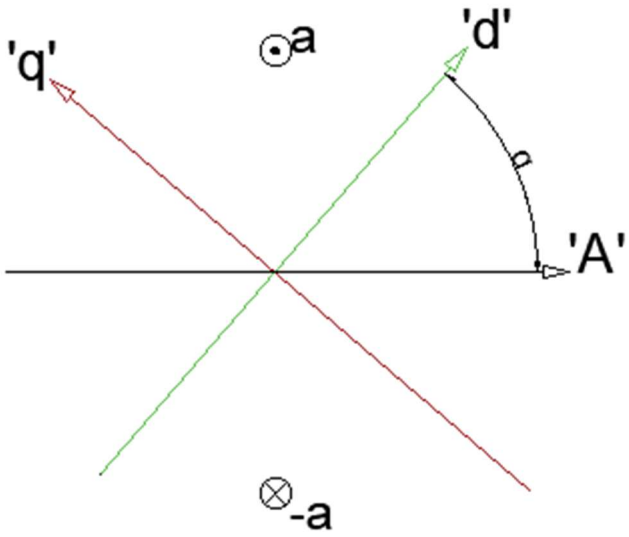
$$\emptyset aq = Fa * sen(\alpha) * \mu q \quad (39)$$

Onde

Øaq é o fluxo magnético da bobina A sobre o eixo direto

E µq é a permeância de projeto do eixo direto

Projetando os fluxos Øad e Øaq sobre o o campo da bobina A teremos a influência da bobina sobre ele mesmo.



$$\emptyset aa = \emptyset ad * cos(\alpha) + \left(-\emptyset aq * sen(\alpha)\right) \quad (40)$$

Usando a equações 38 e 30 temos

$$\emptyset aa = Fa * cos(\alpha)^2 * \mu d - Fa * sen(\alpha)^2 * \mu q \quad (41)$$
$$\emptyset aa = Fa * (cos(\alpha)^2 * \mu d - sen(\alpha)^2 * \mu q)$$

Aplicando a equação 7

$$\emptyset aa = Ia * Na * (cos(\alpha)^2 * \mu d - sen(\alpha)^2 * \mu q) \quad (42)$$

Usando a equação 6

$$Laa = \frac{Na * Ia * Na * (cos(\alpha)^2 * \mu d - sen(\alpha)^2 * \mu q)}{Ia} \quad (43)$$

Como a indutância independe da corrente

$$Laa = Na^2(cos(\alpha)^2 * \mu d - sen(\alpha)^2 * \mu q) \quad (44)$$

Seguindo regra trigonométrica em (ufpr.br/, 2024)

$$Laa = \frac{Na^2}{2}\left(\mu q + \mu d + (\mu q + \mu d) * cos(2\alpha)\right) \quad (45)$$

$$Laa = indutancia\ propria\ da\ fase\ A \quad (46)$$

Na equação acima vemos de forma clara a parte da indutância estática e a criação de uma indutância com uma frequência de segunda harmônica.

Usando o entendimento criado nas equações 30 31 32 obteremos a indutância própria para a fase B e C

$$Lbb = \frac{Nb^2}{2}(\mu q + \mu d + (\mu q + \mu d) * cos(2a + 240)) \quad (47)$$

$$Lcc = \frac{Nc^2}{2}(\mu q + \mu d + (\mu q + \mu d) * cos(2a - 240)) \quad (48)$$

$$Lbb = indutancia\ propria\ da\ fase\ B \quad (49)$$

$$Lcc = indutancia\ propria\ da\ fase\ C \quad (50)$$

Pra achar a indutância mútua entre a fase A e B, aplicaremos uma corrente na fase obteremos a equação 33

$$Fa = Ia*Na \quad (51)$$

Usando a equação 9 teremos que

$$Lab = \frac{Na * \emptyset ab}{Ia} \quad (52)$$

$$Lab = indutancia\ da\ fase\ A\ na\ fase\ B \quad (53)$$

Usando a equação 34 e 35

$$Fad = Fa * cos\alpha \quad (54)$$

$$Faq = -Fa * seno\alpha \quad (55)$$

Na equação 8 teremos

$$\emptyset ad = \frac{Fa * cos\alpha}{\mathbb{R}d} \quad (56)$$

E

$$\emptyset aq = \frac{Fa * sen\alpha}{\mathbb{R}q} \quad (57)$$

Usando a equação 36 teremos

$$\emptyset ad = Fa * cos\alpha * \mu d \quad (58)$$

$$\emptyset aq = Fa * seno\alpha * \mu q \quad (59)$$

Sabendo se que a relação trigonométrica entre a fase A e a fase B e de 120 graus elétricos e fazendo a projeção dos fluxos produzidos pela excitação da fase A nos eixo d e q na fase B teremos

$$\emptyset ab = \emptyset ad * cos(\alpha + 120) - \emptyset aq * sen(\alpha + 120) \quad (60)$$

$$\emptyset ab = Fa * cos\alpha * \mu d * cos(\alpha + 120) - Fa * seno\alpha * \mu q * sen(\alpha + 120) \quad (61)$$

$$\emptyset ab = Fa\left(cos\alpha * \mu d * cos(\alpha + 120) - seno\alpha * \mu q * sen(\alpha + 120)\right) \quad (62)$$

Usando a equação 6

$$Lab = \frac{Na * Fa(cos\alpha * \mu d * cos(\alpha + 120) - senoa * \mu q * sen(\alpha + 120))}{Ia} \quad (63)$$

Aplicando a equação 33

$$Lab = Na^2 * Fa\left(\mu d * cos\alpha * cos(\alpha + 120) - \mu q * senoa * sen(\alpha + 120)\right) \quad (64)$$

$$\mathrm{Lab} = \mathrm{Na}^2\left(\mu\mathrm{d} * cos\alpha * cos(\alpha + 120) - \mu\mathrm{q} * senoa * sen(\alpha + 120)\right) \quad (65)$$

Usando as equações trigonométricas

$$cosx * cosy = 0{,}5(\cos(\mathrm{x} - \mathrm{y}) + \cos(\mathrm{x} + \mathrm{y})) \quad (66)$$

e

$$senx * sewny = 0{,}5(\cos(\mathrm{x} - \mathrm{y}) - \cos(\mathrm{x} + \mathrm{y})) \quad (67)$$

Temos

$$Lab = Na^2\left(-\frac{\mu d + \mu q}{4} + \frac{\mu d - \mu q}{2} * \cos(2\alpha + 120)\right) \quad (68)$$

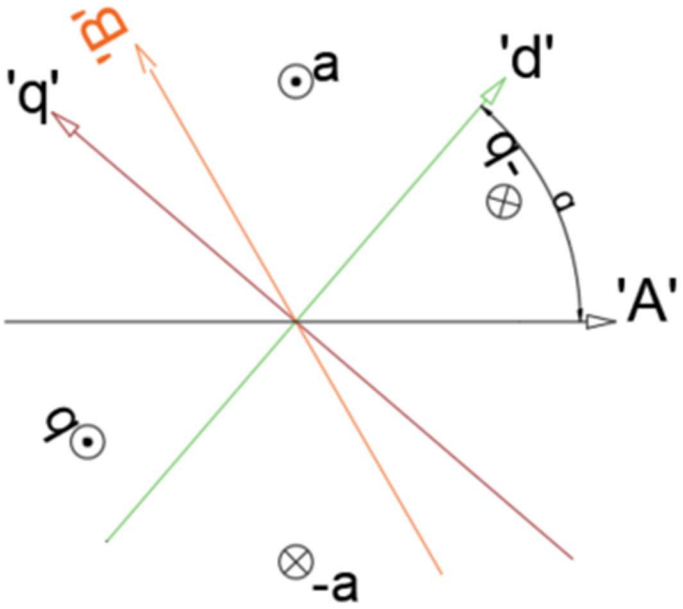


Figura 17 REPROJEÇAO DA EXITAÇAO DA FASE A NA FASE B

Intuitivamente sabendo que a defasagem entre a espira A e a espira B é 120 graus e A em relação a C é 240 graus podemos afirmar que

$$Lac = Na^2\left(-\frac{\mu d + \mu q}{4} + \frac{\mu d - \mu q}{2} * \cos(2\alpha + 240)\right) \quad (69)$$

E a indutância entre o conjunto de espira B e C teremos

$$Lbc = Na^2\left(-\frac{\mu d + \mu q}{4} + \frac{\mu d - \mu q}{2} * \cos(2\alpha)\right) \quad (70)$$

Utilizado agora a forca magneto motriz do eixo direto e do eixo em quadratura, as forças apresentadas no rotor são unicamente oriundas do rotor, então podemos dizer que:

$$Fd = Fad + Fbd + Fcd \quad (71)$$

Onde

Fd força magneto motriz de eixo direto;

Fad força magneto motriz da fase A sobre o eixo direto;

Fbd força magneto motriz da fase B sobre o eixo direto;

Fcd força magneto motriz da fase C sobre o eixo direto.

Mantendo a mesmo analogia para o eixo em quadratura teremos:

$$Fq = Faq + Fbq + Fcq \tag{72}$$

Onde

Fq força magneto motriz de eixo em quadratura;

Faq força magneto motriz da fase A sobre o eixo em quadratura;

Fbq força magneto motriz da fase B sobre o eixo em quadratura;

Fcq força magneto motriz da fase C sobre o eixo em quadratura.

Usando a equação 34 teremos:

$$Fd = Fa * cos\alpha + Fb * \cos(\alpha + 120) + Fc * \cos(\alpha + 240) \tag{73}$$

E usando a equação 35

$$Fq = -Fa * sen\alpha + Fb * sen(\alpha + 120) + Fc * sen(\alpha + 240) \tag{74}$$

Levando em consideração que todas as fazes do gerador tem o mesmo número de espiras e a equação 33 podemos reformular as equações acima como:

$$Fd = Na(Ia * cos\alpha + Ib * \cos(\alpha + 120) + IC * \cos(\alpha + 240)) \tag{75}$$

$$Fq = -Na(Ia * sen\alpha + Ib * \mathrm{sen}(\alpha + 120) + IC * \mathrm{sen}(\alpha + 240)) \tag{76}$$

Considerando que as correntes Ia, Ib e Ic são diretamente proporcionais à corrente induzida tanto no eixo direto quanto no eixo em quadratura, podemos afirmar que, por meio de uma única constante de proporcionalidade, é possível ajustar as correntes Ia, Ib e Ic às respectivas correntes do eixo direto e do eixo em quadratura. A aplicação da equação 31 pode ser ilustrada conforme exemplificado abaixo.

$$Id = K(Ia * cos\alpha + Ib * \cos(\alpha + 120) + IC * \cos(\alpha + 240)) \quad (77)$$

$$Iq = -K(Ia * sen\alpha + Ib * \text{sen}(\alpha + 120) + IC * \text{sen}(\alpha + 240)) \quad (78)$$

Adicionando Fortescue (Almeida, 2014) onde

$$I0 = \frac{1}{3}(Ia + Ib + IC) \quad (79)$$

E usando a equação 28 substituímos o ajuste feito por K:

$$\frac{(Fa, b, c)}{(Fd, q)} = \frac{3}{2} \quad (80)$$

Chegamos a seguinte matriz

$$\begin{bmatrix} Id \\ Iq \\ I0 \end{bmatrix} \quad (81)$$

$$= \frac{2}{3}\begin{bmatrix} Ia * cos\alpha & Ib * cos(\alpha + 120) & IC * cos(\alpha + 240) \\ -Ia * sen\alpha & -Ib * sen(\alpha + 120) & -IC * sen(\alpha + 240) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix}$$

Isolando a matriz de corrente de saída das fazes A, B e C teremos

$$\begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} cos\alpha & -sen\alpha & 1 \\ cos\,(\alpha + 120) & -sen(\alpha + 120) & 1 \\ cos\,(\alpha - 120) & -sen(\alpha + 120) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Id \\ Iq \\ I0 \end{bmatrix} \quad (82)$$

3.3.1 COMPORTAMENTO DO GERADOR SICRONO EM OPERAÇÃO

A relação entre tensão gerada e a corrente de excitação, Ir, chamamos de característica a vazio

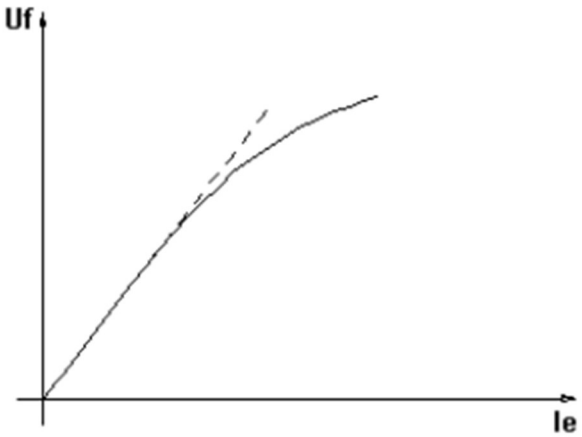


Figura 18 tensão em vazio pela corrente de excitação. (WEG, 2024)

Quando uma corrente começa a percorrer a armadura cria campos magnéticos que alteram a distribuição dos campos magnéticos dos polos, essa interação vai depender da intensidade da corrente e do tipo de carga que influenciar a diferença entre Vs e Ea

Existem 3 tipos de cargas possíveis ao gerador (indutiva, capacitiva e resistiva) além de uma carga nula (sem carga).

3.3.1.1 CARGA NULA

Analisando isoladamente cada fase e a Figura 11 e com carga nula (com rotação constante), a tensão de armadura depende única e exclusivamente do fluxo magnético gerado pelos polos de excitação da tensão CC e sua velocidade periferica. Isto porque o estator não é percorrido por corrente, portanto é nula a reação da armadura temos:

$$Vs = Ea - jXaa * Ia \; - Ra * Ia$$

Onde

Vs : tensão nos bornes do gerador

jXaa indutância da bobina na fase A

Ia corrente na fase A

Ra resistência na bobina na fase A

Considerando a corrente Ia nula teremos:

$$Vs = Ea$$

Para a equação acima teremos o seguinte diagrama fasorial.

Figura 19 DIAGRAMA FASORIAL SEM CARGA NO GERADOR

3.3.1.2 Carga puramente resistiva

Para uma carga puramente resistiva teremos a corrente em fase com a FEM, onde o campo magnético gerado pela corrente gera um campo magnético no estator com intensidade máxima de repulsão. Considerando a resistência externa Rc teremos

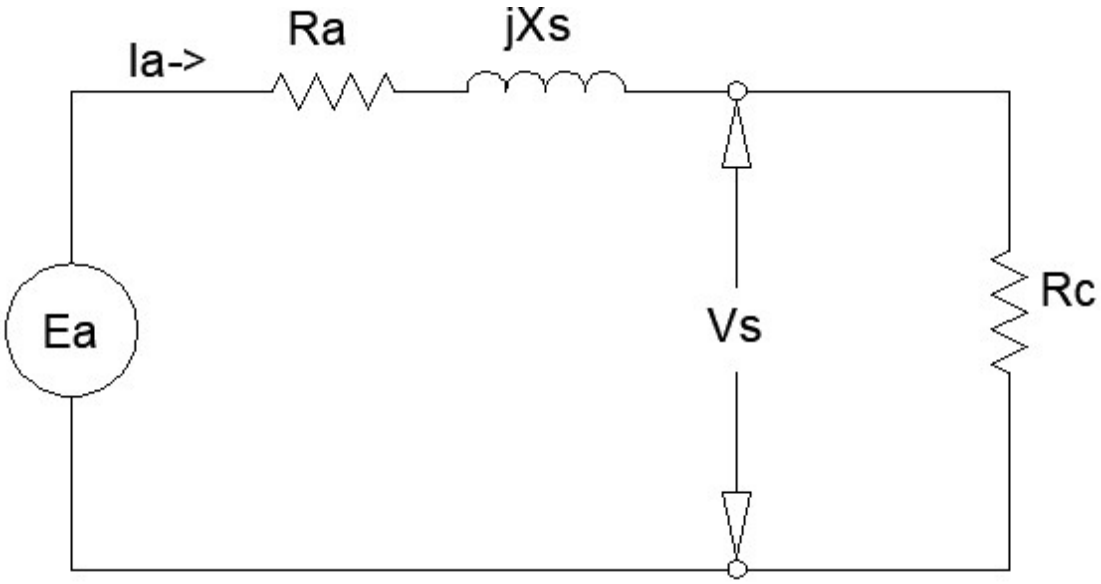


Figura 20 UNIFILAR GERADOR COM CARGA RESISTIVA

$$Vs = Ea - jXs * Ia - Ra * Ia$$

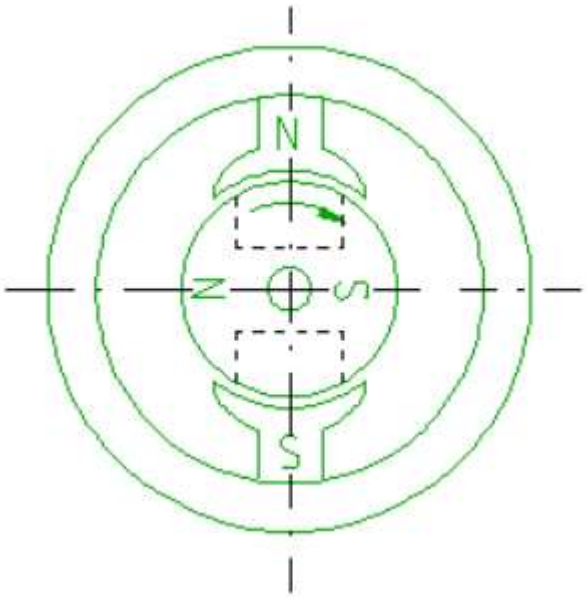


Figura 21 POSIÇÃO ROTOR ESTATOR CARGA 100% RESISTIVA (WEG, 2024)

Para a equação acima teremos o seguinte diagrama fasorial.

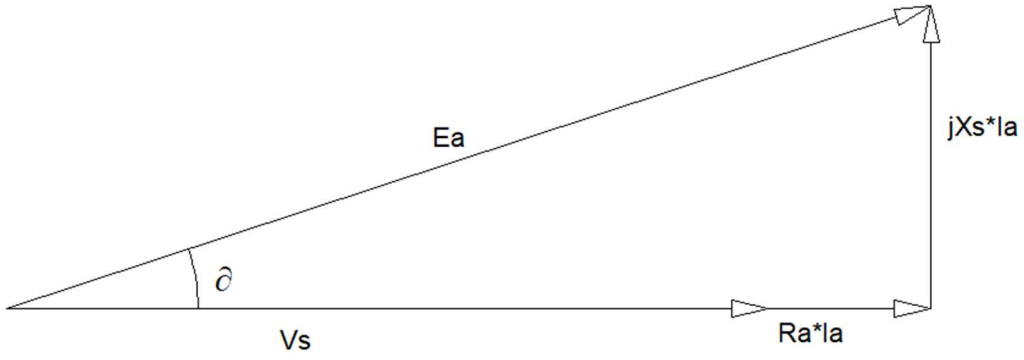


Figura 22 DIAGRAMA FASORIAL DO GERADOR PARA UMA CARGA PURAMENTE RESISTIVA

Com a inserção de uma corrente Ia no gerador notamos a diferença de Ea e Vs além de escalar também podemos ver o incremento de uma componente vetorial por causa da reatância interna do gerador, o ângulo ∂, chamado de ângulo de carga que representa a diferença de posição do rotor em relação ao estator.

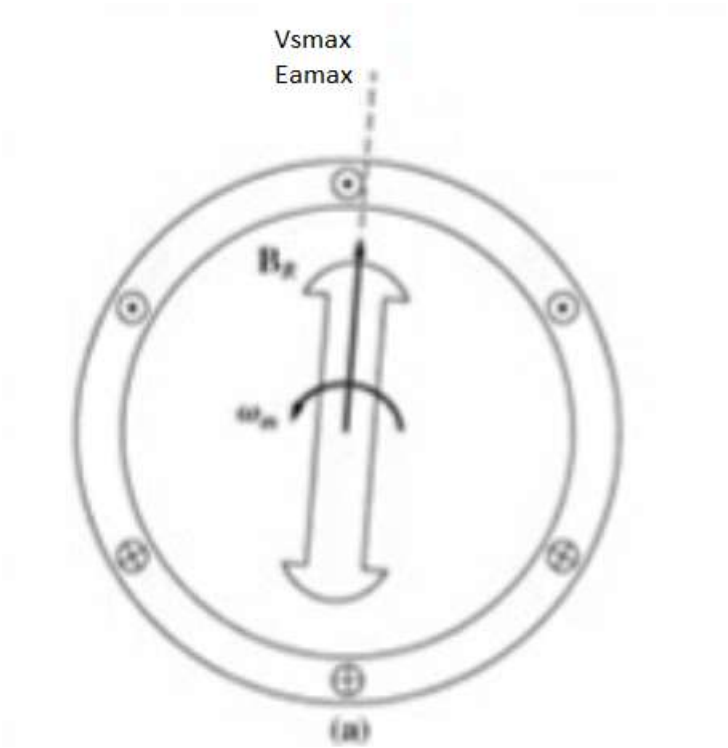


Figura 23 MOMENTO DE ALINHAENTO ENTRE Vs E Ea

3.3.1.3 Carga puramente indutiva

Para uma corrente 100% indutiva atrasada 90 graus em relação a FEM, a própria corrente gera um campo magnético que exerce uma força de atração entre os polos de armadura e rotor, sendo que para manter o gerador girando em rotação nominal necessita apenas de uma força externa para compensar as percas com atrito e calor,.

Considerando a reatância externa jXc teremos o seguinte representação unifilar.

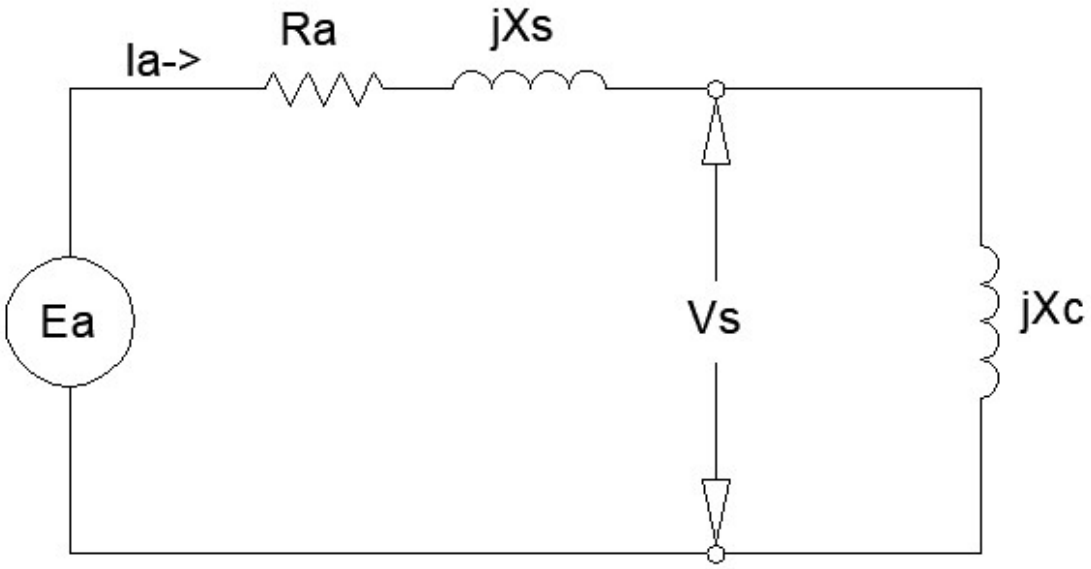


Figura 24 UNIFILAR GERADOR COM CARGA INDUTIVA

Digite a equação aqui.

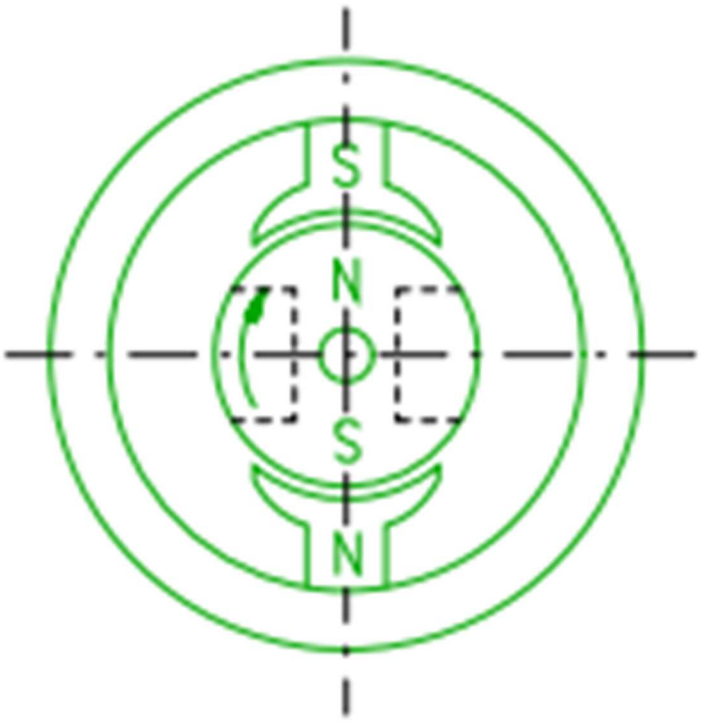


Figura 25 CARGA INDUTIVA NO GERADOR (WEG, 2024)

3.4 GERADOR ASSICRONO

Para a implementação no MATLAB, o gerador assíncrono é modelado utilizando o circuito equivalente por fase em regime permanente, referido ao estator. Este modelo baseia-se na analogia com o transformador, porém com a inclusão de um componente mecânico variável: o escorregamento. As equações que regem este circuito descrevem a queda de tensão nas impedâncias de dispersão e a magnetização do núcleo.

A tensão terminal do estator é definida pela soma da queda de tensão na resistência e reatância de dispersão com a força eletromotriz induzida:

$$Ve = Re\ Ie + jXs\ Ie + Ei \qquad (83)$$

Onde:

Vs: Tensão de fase no estator.

Re : Resistência do enrolamento do estator.

Ie : Corrente estator

Xe : Reatância de dispersão do estator.

EI : Força eletromotriz interna induzida pelo fluxo mútuo.

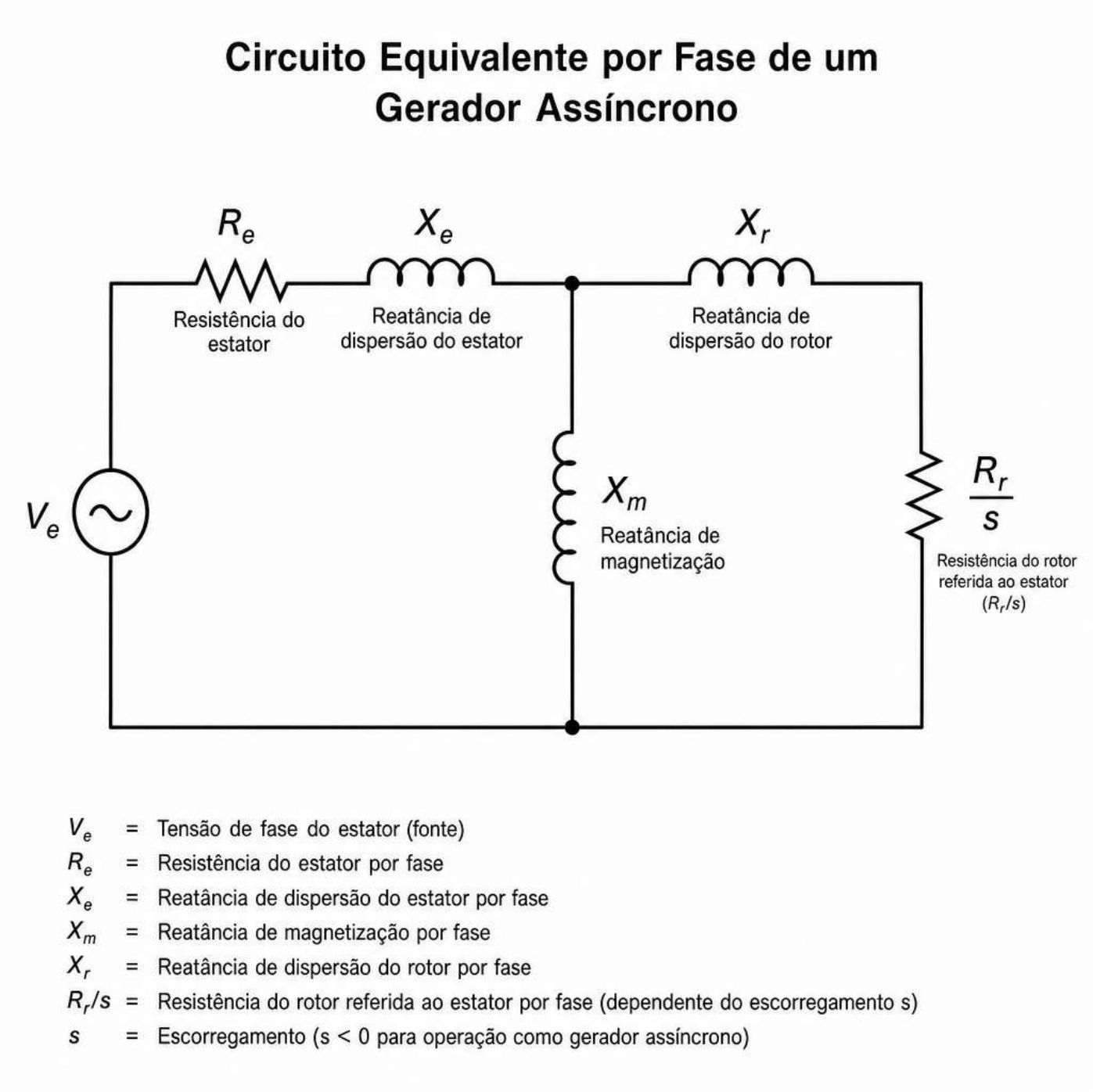

Circuito Equivalente por Fase de um Gerador Assíncrono
R_e
X_e
X_r
Resistência do estator
Reatância de dispersão do estator
Reatância de dispersão do rotor
V_e
X_m
Reatância de magnetização
$\frac{R_r}{s}$
Resistência do rotor referida ao estator (R_r/s)
V_e = Tensão de fase do estator (fonte)
R_e = Resistência do estator por fase
X_e = Reatância de dispersão do estator por fase
X_m = Reatância de magnetização por fase
X_r = Reatância de dispersão do rotor por fase
R_r/s = Resistência do rotor referida ao estator por fase (dependente do escorregamento s)
s = Escorregamento (s < 0 para operação como gerador assíncrono)

Figura 26 UNIFILAR MOTOR DE GAIOLA DE ESQUILO (Chapman, 2013)

3.4.1 Motor Gaiola de esquilo

O motor de gaiola de esquilo, também conhecido como motor de indução trifásico, é um dos tipos mais comuns de motores elétricos utilizados em aplicações industriais e comerciais. O seu nome deriva da aparência do rotor, que se assemelha a uma gaiola para esquilos.

Um motor de gaiola de esquilo funciona pelo princípio da indução eletromagnética: a corrente alternada no estator cria um campo magnético giratório que induz correntes no rotor (a "gaiola de esquilo"), o qual gera um campo magnético próprio. A interação entre os dois campos magnéticos cria um torque que faz o rotor girar, convertendo energia elétrica em mecânica. O rotor não possui conexão elétrica

externa, mas sim um conjunto de barras condutoras curto-circuitadas por anéis, formando uma "gaiola".

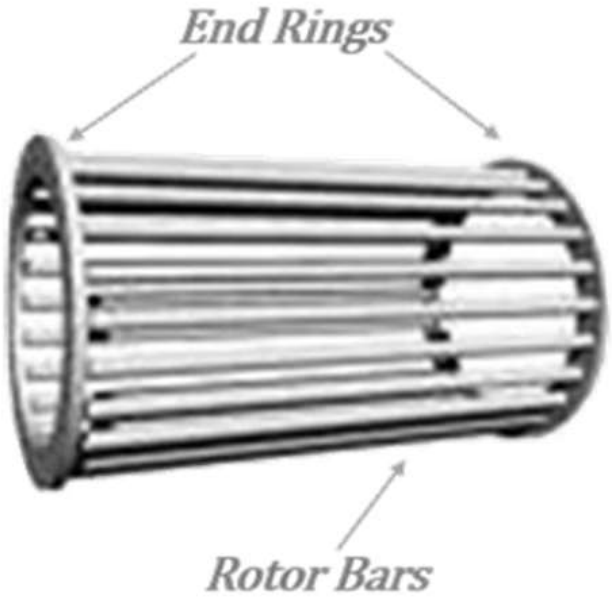


Figura 27 ROTOR GAIOLA DE ESQUILO SEM LÂMINAS DE FERRO (ALLTESTPRO, 2025)

Figura 28 ROTOR GAIOLA DE ESQUILO COM LÂMINAS DE FERRO (WEG, 2025)

3.4.1.1 Princípio de Funcionamento

O motor de indução trifásico (MIT) rotor de gaiola é alimentado por uma fonte de tensão defasada 120° entre as fases.

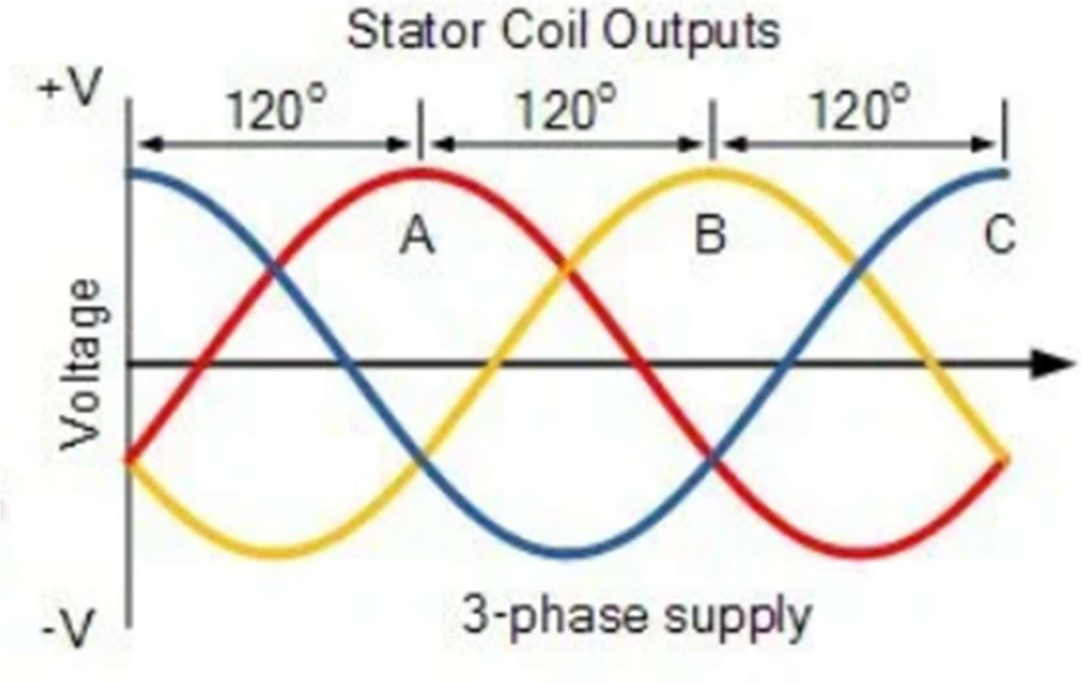


Figura 29 forma de onda de saída de um gerador trifásico (STROSKI, 2024)

Dentro do MIT os conjuntos de bobinas estão defasados um angula $\delta = 120° = 2\pi/3$, quando esse conjunto de tensões trifásicos são aplicados no MIT ocorre a circulação de corrente pelas bobinas do estator, essas correntes produzem um campo magnético girante ***Bs.***

Esse campo Bs passa pelas barras do rotor induzindo uma tensão nas barras curto circuitadas do rotor gaiola de esquilo (Chapman, 2013).

$$eind = (v \; x \; Bs) * l \qquad (84)$$

v = velocidade da barra em relação ao campo magnético;

Bs = vetor intensidade do campo magnético;

L = comprimento do condutor dentro do campo magnético.

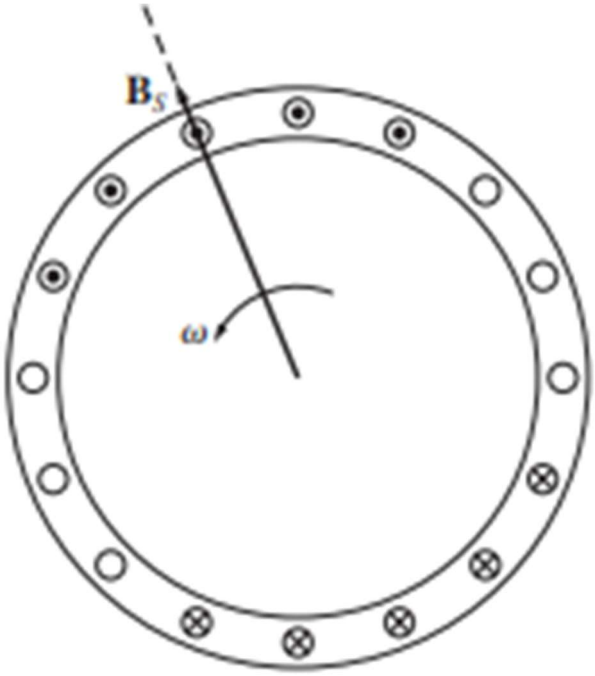


Figura 30 CAMPO MAGNETICO MAXIMO NO ESTATOR (Chapman, 2013)

Na Figura 30 temos o maior campo magnético produzido pelo estator, induz uma tensão nas barras do rotor alinhada com campo magnético, que produz uma corrente rotórica defasada 90° em relação ao pico do campo magnético Bs.

Onde a corrente rotórica tem seu campo magnético Br defasado 180° em relação a Bs, produzindo um conjugado girante no rotor.

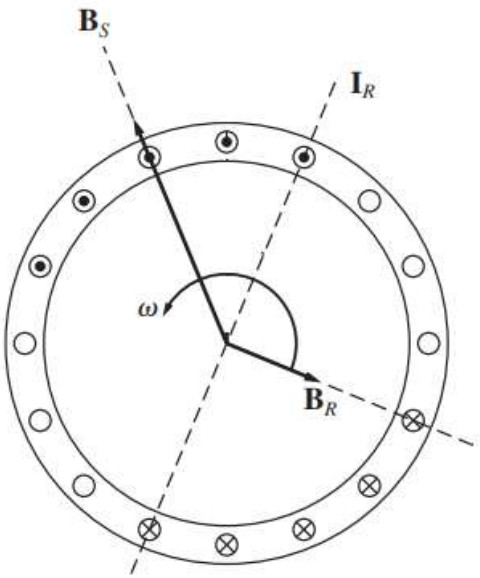


Figura 31 CAMPO MAGNÉTICO NO ROTOR X ESTATOR

Baseado na Figura 31 podemos afirmar que o conjugado produzido pelo rotor é

$$\tau ind = KBr\ X\ Bs \qquad (85)$$

τ_{ind} = conjugado produzido pela interação entre rotor e estator em N.m

K = constante para ajuste das perdas adimensional.

Tendo como fato que o estator e rotor se entrelaçam por seus campos magnéticos, de forma proporcional podemos afirmar que entre os dois ocorre a mesma a mesma ação que em transformares de potência.

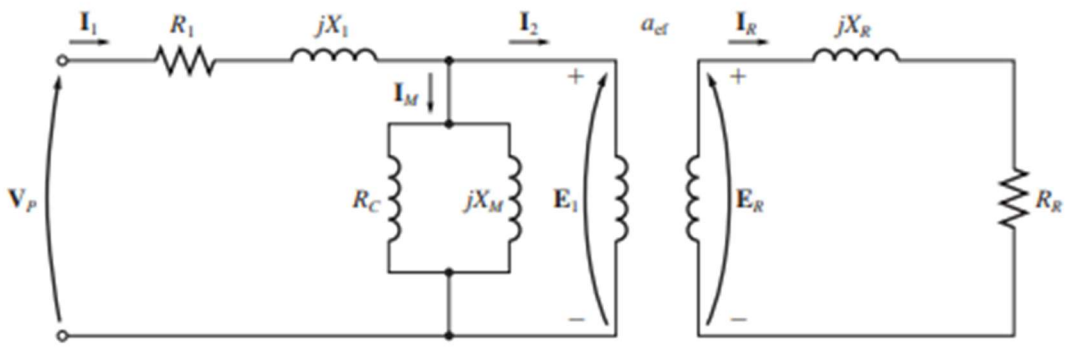


Figura 32 CIRCUITO SIMPLIFICADO MOTOR DE INDUÇÃO (Chapman, 2013)

Onde

I_1 = Corrente no estator em amperes

R_1 = Resistencia do cobre no rotor

jX_1 = Reatância da bobina do estator

jX_M = Reatância me magnetização do entreferro

R_c = perdas no entreferro

I_2 = Corrente para o enlace magnético com o rotor.

I_r = Corrente no rotor.

jX_r = Reatância do rotor

R_R = resistência no rotor

Er = tensão induzida no rotor

3.4.2 Modelagem do Ramo de Magnetização e do Rotor

O ramo de magnetização representa o caminho do fluxo magnético através do entreferro. A corrente de magnetização é responsável pela criação do campo girante que induz tensões no rotor. No modelo de circuito, as equações do rotor devem considerar o efeito do escorregamento (s), que reflete a diferença de velocidade entre o campo síncrono e o eixo mecânico:

$$Ei = jXmIm \tag{86}$$

Onde:

Xm : Reatância de magnetização.

Im : Corrente de magnetização.

3.4.3 ESCORREGAMENTO

A tensão induzida no rotor através do campo magnético produzido no rotor é diretamente proporcional a diferença de rotação entre o campo girante do estator e da velocidade mecânica do rotor (Chapman, 2013), tendo como maior tensão induzida o momento de partida do rotor com a velocidade mecanica em zero e a velocidade do campo nominal denominada E_{r0}, e E_r a tensão induzida no rotor durante em trabalho essa diferença de rotação é conhecida como velocidade de escorregamento.

$$Nesc = Nsinc - Nm \tag{87}$$

N_{esc} = *velocidade de escorregamento da máquina;*

N_{sinc} = *velocidade de campo girante;*

N_m = *velocidade de mecânica;*

$$S = \frac{nsinc - Nm}{nsinc} \tag{88}$$

S = escorregamento

E_{r0} = tensão de rotor bloqueado no rotor

Podemos definir a tensão induzida no rotor como

$$Er = S * Ero \tag{89}$$

Também podemos obter a frequência da tensão no rotor, quando o rotor bloqueado a frequência do rotor e da rede são iguais, já quando a velocidade do rotor iguala velocidade do campo girante temos a frequência do rotor em zero.

$$fre = S * fse \tag{90}$$

f_{se} = frequencia no estator

f_{re} = frequencia no rotor

Como visto na Figura 32 CIRCUITO SIMPLIFICADO MOTOR DE INDUÇÃO (Chapman, 2013)Figura 32 temos uma resistência R_R constante no rotor e uma reatância X_R definida por

$$Xr = 2\pi * fre * Lr \tag{91}$$

Utilizando a fórmula 90 temos

$$Xr2\pi * Sfse * Lr \tag{92}$$

Onde

L_R é e indutância característica do rotor

Agora com a tensão no rotor e suas impedâncias podemos calcular a corrente rotórica.

(93)

$$IR = \frac{Er}{Rr + jXRrr}$$

Usando a expressão 89

(94)

$$IR = \frac{Ero * S}{Rr + jXRrr}$$

A transferência de energia do estator para o rotor se faz indutivamente e, para representar essa transferência de energia utiliza-se um transformador ideal de relação

Ns/Nr, onde Ns é o número de bobinas do rotor e Nr é o número de espiras do rotor, usando o conceito de de impedância refletida no transformador (Seixas, 2016)

(95)

$$X'r = \left(\frac{Ns}{Nr}\right)^2 * Xr$$

(96)

$$R'r = \left(\frac{Ns}{Nr}\right)^2 * Rr$$

Baseado nas equações 96 e 95 podemos simplificar a Figura 32 para

$$\frac{Ei}{s} = \frac{Rr}{s} Ir + jXrIr \quad (97)$$

Onde:

RrR : Resistência do rotor referida ao estator.

Xr: Reatância de dispersão do rotor referida ao estator.

Ir: Corrente do rotor referida ao estator.

s: Escorregamento

4 ILHAMENTO E MÉTODOS DE PROTEÇÃO

4.1 O Fenômeno do Ilhamento

O fenômeno do ilhamento, tecnicamente denominado na literatura internacional como *unintentional islanding*, ocorre quando uma parcela da rede de distribuição de energia elétrica, contendo tanto cargas quanto fontes de geração, permanece energizada de forma isolada após a desconexão física da rede principal da concessionária. Esta condição operativa é considerada uma das mais críticas e complexas no âmbito da proteção de sistemas elétricos de potência, uma vez que a manutenção da tensão e da frequência dentro da "ilha" passa a depender exclusivamente do equilíbrio dinâmico entre a potência gerada pelas fontes locais e a potência consumida pelas cargas remanescentes no trecho isolado.

Do ponto de vista físico, a estabilidade de uma ilha elétrica é regida pelas equações de balanço de potência instantânea.

$$2H\frac{d\Delta\omega}{dt} = Pm - Pe \qquad (98)$$

Onde:

- H: Constante de inércia da máquina (em segundos).
- Δω: Desvio de velocidade angular (ou de frequência) em relação ao valor nominal.
- Pm: Potência mecânica de entrada na turbina (em p.u.).
- Pe: Potência elétrica de saída no gerador (em p.u.).

Para que uma ilha se sustente sem a atuação imediata de proteções de subtensão ou subfrequência, as discrepâncias entre a geração e a carga devem ser mínimas (Pm e Pe). Matematicamente, esse equilíbrio é expresso pelas equações de erro de potência ativa (representam as potências ativa e reativa injetadas, enquanto representam o consumo total da ilha. Caso seja positivo, haverá uma tendência de aceleração das máquinas rotativas e consequente aumento da frequência do sistema ilhado, caso seja negativo, a frequência decairá. O desequilíbrio em pequenas quantidades não são suficientemente grades para sensibilizar as proteções convencionais é denominada Zona de Não Detecção (NDZ - *Non-Detection Zone*).

Os riscos associados ao ilhamento não intencional são multidimensionais. Primeiramente, há o risco iminente à segurança da vida humana. Equipes de manutenção da concessionária, ao assumirem que um trecho da rede está desenergizado após a abertura de um disjuntor de subestação ou religador, podem ser submetidas a choques elétricos fatais. Além disso, a qualidade da energia na ilha raramente é controlada, o que pode levar à destruição de equipamentos eletroeletrônicos dos consumidores conectados àquele segmento devido a variações severas de tensão e frequência fora dos padrões regulatórios.

4.1.1 Sistemas Ilhados no Brasil e Legislação

A operação de sistemas elétricos no Brasil é rigidamente regulada para garantir a estabilidade do SIN. Embora existam os chamados "Sistemas Isolados", principalmente na região amazônica, estes são planejados e controlados centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para a Geração Distribuída conectada às redes de distribuição, o ilhamento não intencional é expressamente proibido pela regulamentação vigente, sendo obrigatória a instalação de sistemas de proteção que garantam a desconexão da GD em tempos inferiores a 2 segundos após a perda da rede principal.

A base normativa para a conexão de GD no Brasil reside nas Resoluções Normativas da ANEEL (notadamente a REN 482/2012 e suas atualizações, como a Lei 14.300/2022) e, fundamentalmente, nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). O **Módulo 3** do PRODIST estabelece os critérios de acesso aos sistemas de distribuição, enquanto o **Módulo 8** detalha os indicadores de qualidade da energia elétrica e os limites operativos. As concessionárias, como a Celesc em Santa Catarina, seguem estas diretrizes para exigir que o acessante apresente um esquema de proteção anti-ilhamento robusto. O descumprimento desses requisitos impede a homologação do sistema e a conexão à rede, visto que a integridade do sistema de distribuição e a segurança dos operadores são prioridades inegociáveis do setor elétrico nacional.

4.2 Métodos de Detecção Anti-Ilhamento

A detecção de ilhamento é classificada em duas categorias principais: métodos passivos e métodos ativos. Os **métodos passivos** baseiam-se exclusivamente no monitoramento de parâmetros elétricos no Ponto de Conexão Comum (PCC), como variações de tensão, frequência ou distorção harmônica. Embora sejam de baixo custo e não introduzam perturbações na rede, possuem Zonas de Não Detecção (NDZ) consideráveis, falhando quando a geração e a carga estão equilibradas.

Os **métodos ativos**, por outro lado, introduzem deliberadamente pequenas perturbações no sistema para observar a resposta da rede. Se a rede principal estiver presente, a perturbação é absorvida pela baixa impedância da rede infinita. Se o sistema estiver ilhado, a perturbação causará uma variação mensurável que acionará a proteção. Exemplos incluem:

- **AFD (Active Frequency Drift):** Introduz uma tendência de variação na frequência da corrente injetada. Em ilhamento, essa tendência força a frequência para fora dos limites permitidos.
- **SMS (Slip Mode Shift):** Utiliza realimentação positiva para deslocar a fase da tensão, tornando o sistema instável apenas durante a condição de ilha.
- **Medição de Impedância:** Monitora variações na impedância equivalente vista pela GD, detectando a transição da baixa impedância da rede para a impedância da carga local.

4.3 Funções de Proteção ANSI

A proteção de interface entre a GD e a rede de distribuição é composta por um conjunto de funções padronizadas pela norma ANSI (*American National Standards Institute*). Cada função possui um papel específico na detecção de anomalias e na garantia da desconexão segura.

ANSI 25 (Sincronismo): Esta função é vital para evitar o fechamento fora de fase. Ela monitora continuamente três parâmetros entre os dois lados do disjuntor: diferença de amplitude de tensão, diferença de frequência e diferença de ângulo de fase. O fechamento só é permitido se todos os parâmetros estiverem dentro das janelas de tolerância pré-ajustadas.

ANSI 27 (Subtensão) e ANSI 59 (Sobretensão): Atuam quando a tensão no PCC foge dos limites operativos definidos pelo PRODIST. Em condições de ilhamento com déficit ou excesso de potência reativa, estas funções são as primeiras a sensibilizar, operando geralmente em dois estágios (tempo definido e tempo inverso).

ANSI 32 (Direcional de Potência): Utilizada para detectar o fluxo reverso de potência. Em geradores síncronos, a função 32R (potência reversa) protege a máquina contra a "motorização", que ocorre quando o gerador passa a consumir energia da rede para manter sua rotação, podendo causar danos mecânicos severos à turbina ou motor primário.

ANSI 50/51 (Sobrecorrente): A função 50 representa a proteção instantânea, enquanto a 51 representa a proteção temporizada.

ANSI 78 (Salto de Vetor - Vector Shift): É um dos métodos passivos mais eficazes para detecção de ilhamento. No instante da desconexão da rede, a mudança súbita na impedância e no balanço de potência causa um deslocamento abrupto no ângulo de fase da tensão terminal. A função 78 mede esse salto angular em graus; se o valor exceder o ajuste (tipicamente entre 6° e 12°), o disjuntor é aberto instantaneamente.

ANSI 81 (Sub/Sobrefrequência): Monitora a frequência do sistema. Como a frequência é um indicador direto do equilíbrio entre geração e carga ativa, qualquer desvio além dos limites (ex: 57,5 Hz a 62 Hz no Brasil) resulta no desligamento da GD para evitar a operação em ilha instável.

5 METODOLOGIA E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A presente seção detalha o arcabouço metodológico empregado para a avaliação sistêmica dos impactos da Geração Distribuída (GD) como geradores assicronos em redes de distribuição de energia elétrica. A complexidade inerente aos sistemas modernos, caracterizados pela bidirecionalidade dos fluxos e pela presença de máquinas rotativas com diferentes dinâmicas, exige uma modelagem matemática rigorosa e o uso de ferramentas de simulação de alto desempenho. A metodologia aqui exposta fundamenta-se na representação de um sistema real desbalanceado, na parametrização detalhada das tecnologias de geração e na execução de cenários críticos de operação.

5.1 Modelagem do Sistema

A modelagem de um gerador assíncrono para fins de simulação computacional no MATLAB exige a representação dos fenômenos eletromagnéticos que ocorrem no interior da máquina através de circuitos elétricos equivalentes. Diferente das abordagens baseadas em referenciais giratórios de eixos, a modelagem por circuito equivalente permite uma visualização direta das interações entre os enrolamentos do estator e do rotor, facilitando a análise de perdas, escorregamento e transferência de potência ativa e reativa.

5.1.1 Implementação no MATLAB/Simulink

No MATLAB, a modelagem por circuito é frequentemente implementada através de blocos de impedância constante ou via *scripts* que resolvem o sistema matricial resultante das Leis de Kirchhoff aplicadas ao circuito equivalente. A principal vantagem desta abordagem é a facilidade em parametrizar o modelo a partir de ensaios de rotina (vazio e rotor bloqueado) (Chapman, 2013).

$$Zeq = (Re + jXe) + (\frac{1}{jXm} + \frac{1}{\frac{Rr}{s} + jXr})^{-1} \quad (99)$$

Onde:

Zeq : impedância total da fase

O algoritmo de simulação utiliza a impedância equivalente vista pela rede para determinar a corrente de linha:

$$Ie = \frac{Ve}{Zeq} \quad (100)$$

$$Ie = \frac{Ve}{(Re + jXe) + (\frac{1}{jXm} + \frac{1}{\frac{Rr}{s} + jXr})^{-1}} \quad (101)$$

Quando a corrente do estator Ie entra na máquina, ela encontra um nó em paralelo, uma parcela flui pelo ramo da reatância de magnetização, para criar o campo magnético, e o restante flui pelo acoplamento magnético que representa o rotor, que sera definido como Ir.

$$Ir = Ie * \frac{jXm}{(\frac{Rr}{s} + jXr) + jXm} \quad (102)$$

5.1.2 TORQUE

Como mostrado na Figura 33 (a) temos o campo magnético do rotor e estator muito alinhado, essa pequena defasagem se refere a um pequeno torque no eixo do motor, operando quase na rotação síncrona, já na figura (b) temos um grande desalinhamento, mostrando um grande torque sendo aplicado no eixo.

Como na figura (a) a frequência no rotor eh quase zero temos uma velocidade do campo do estator em relação as barras tendendo a zero, onde a tensão (E_r) no rotor também tende a zero, observando a corrente no rotor tambem tende a zero. Como o campo magnético produzido no rotor é muito pequeno o conjugado sera apenas suficiente para mater as perdas mecânicas do sistema.

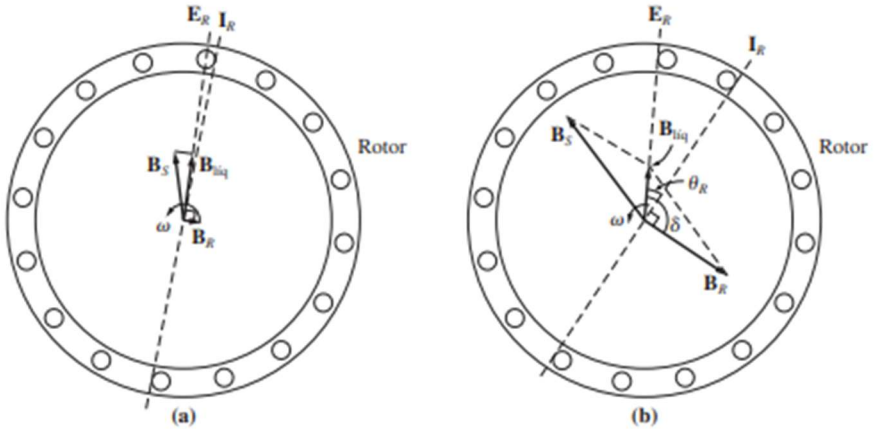


Figura 33 (a) CAMPO DO ESTATOR QUASE ALINHADO COM O CAMPO MAGNETICO DO ROTOR (b) CAMPO DO ESTATOR DESALINHADO COM O ROTOR (Chapman, 2013)

Aplicando uma carga maior sobre o eixo a rotação do rotor diminui, aumentando a frequência rotórica e consequentemente a tensão no rotor e sua corrente.

LEVAndo em consideração que o torque e dados pela equação vetorial

$$\tilde{\imath} = kBr\ x\ Bliq \tag{103}$$

Onde

K é uma constante de ajuste intersica do motor

B_r fluxo magnético resultante do rotor, diretamente proporcional a sua corrente, desalinhado em 90 graus em relação a corrente rotórica

B_{liq} fluxo magnético resultante do estator, diretamente proporcional a sua corrente de magnetização, sendo quase uma costante, sempre alinhado com a tensão do rotor.

Assim temos

No âmbito escalar temos

$$\tilde{\imath} = kBr * Bliq * sen\delta \tag{104}$$

Onde

δ é o angulo entre a campo do rotor e campo magnético do estator e do rotor

como B_{liq} esta alinhado coma tensão do rotor e a corrente do rotor esta desalinhado pela equação

$$\Theta r = arctg\frac{Xr}{Rr} \tag{105}$$

Resultando na equação

(106)

$$\tilde{\imath} = kBr * Bliq * sen(\Theta r + 90)$$

(107)

$$\tilde{\imath} = kBr * Bliq * sen(arctg\frac{Xr}{Rr} + 90)$$

Considerando para simulação no mathlab um motor com dados de placa da Figura 35

Com a ligação em 380 vca teremos o torque com o gráfico abaixo

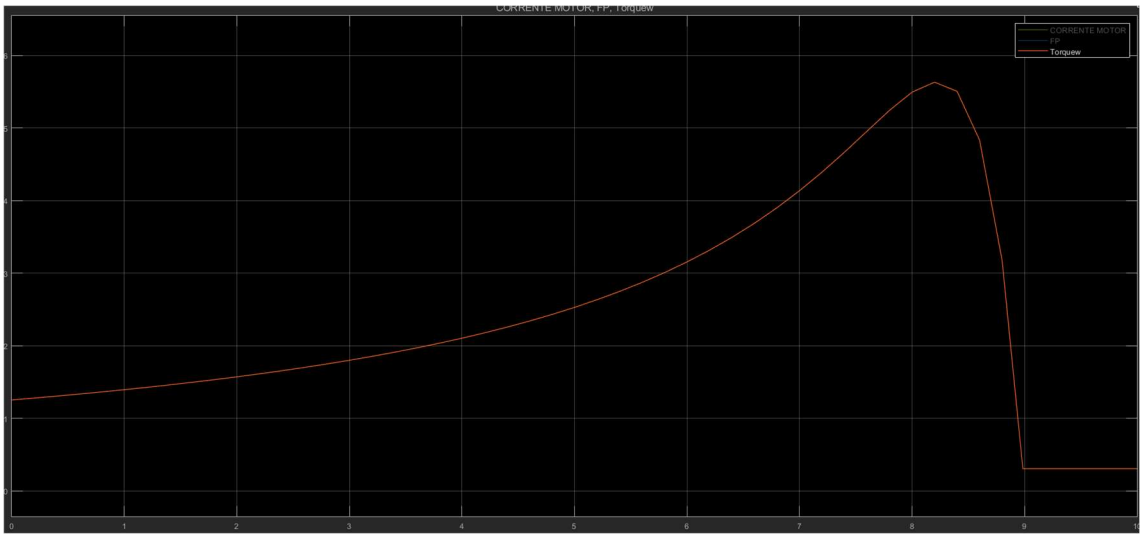


Figura 34 RESPOSTA DO TORQUE NA SIMULAÇÃO DO MATHLAB

Figura 35 PLAQUETA MOTOR A SER SIMULADO

Linha do produto	: W22 IR3 Premium Trifásico
Carcaça	: L90L
Potência	: 0.75 kW (1 HP-cv)
Número de polos	: 8
Frequência	: 60 Hz
Tensão nominal	: 220/380 V
Corrente nominal	: 4.34/2.51 A
Corrente de partida	: 17.8/10.3 A
Ip/In	: 4.1
Corrente a vazio	: 3.00/1.74 A
Rotação nominal	: 845 rpm
Escorregamento	: 6.11 %
Conjugado nominal	: 0.864 kgfm
Conjugado de partida	: 190 %
Conjugado máximo	: 220 %
Classe de isolamento	: F
Fator de serviço	: 1.25
Momento de inércia (J)	: 0.0077 kgm²
Categoria	: N

Potência	50%	75%	100%
Rendimento (%)	70.0	75.0	75.5
Cos Φ	0.40	0.51	0.60

Figura 36 DADOS DO MOTOR A SER SIMULADO (WEG, 2024)

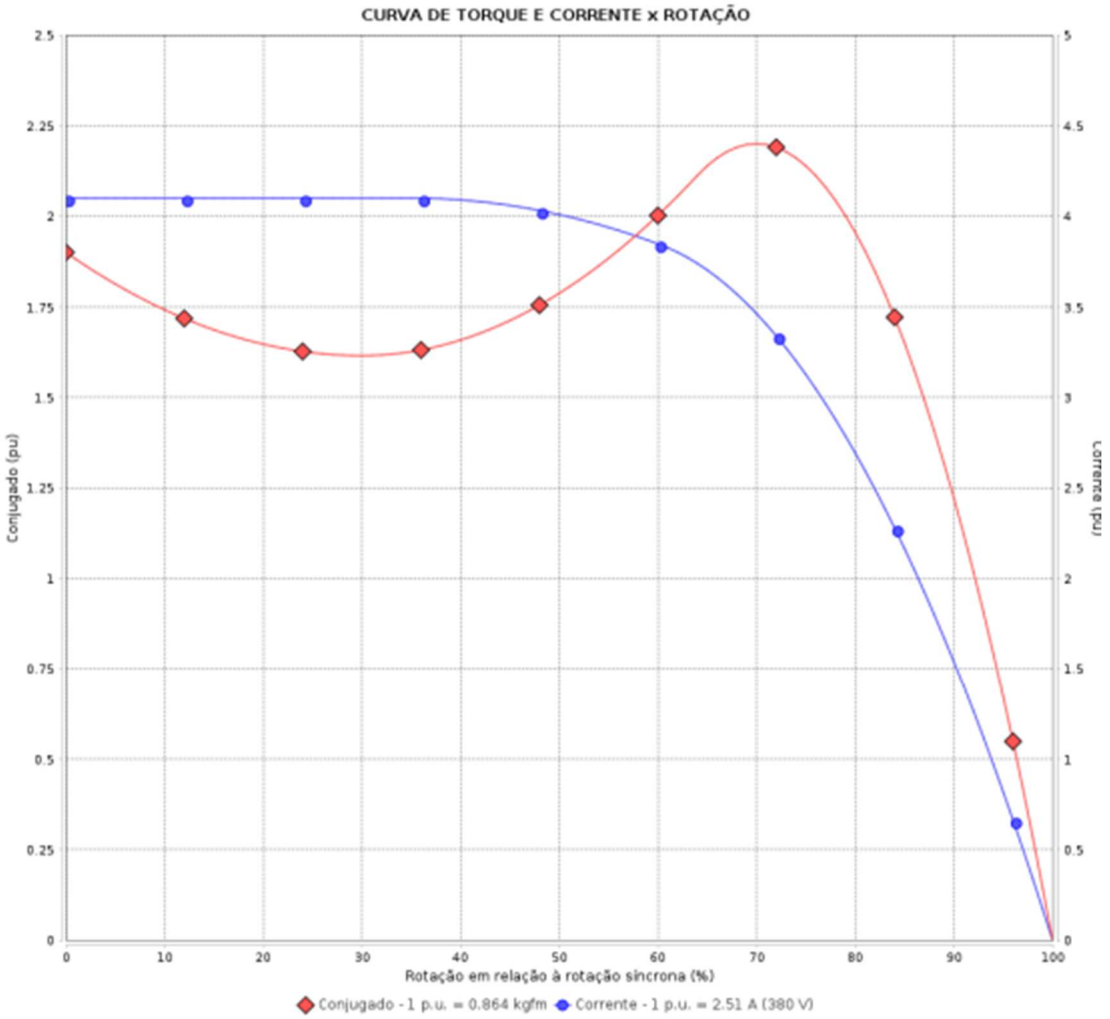

CURVA DE TORQUE E CORRENTE x ROTAÇÃO
Conjugado (pu)
Corrente (pu)
Rotação em relação à rotação síncrona (%)
Conjugado - 1 p.u. = 0.864 kgfm
Corrente - 1 p.u. = 2.51 A (380 V)

Figura 37 CURVA CORRENTE TORQUE X CORRENTE (WEG, 2025)

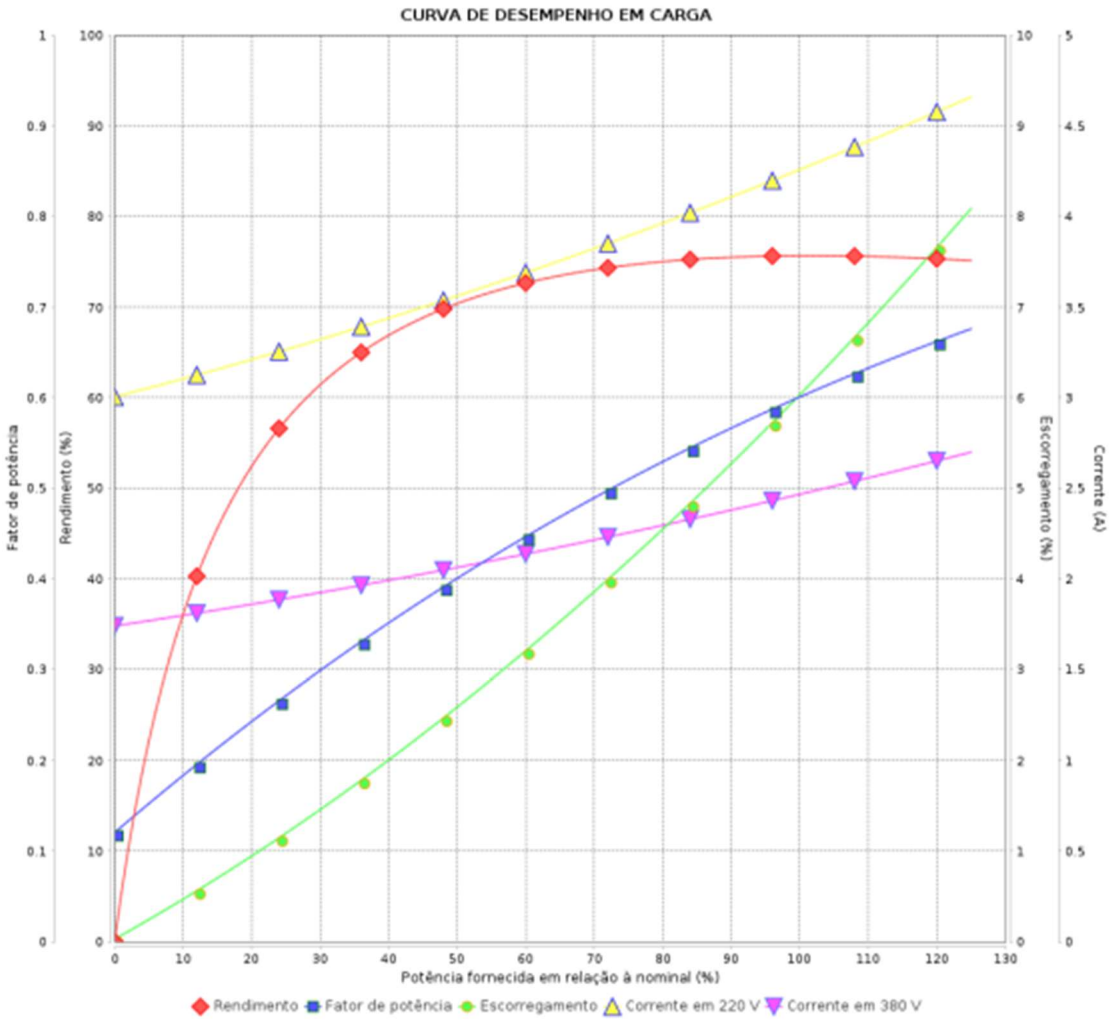


Figura 38 POTÊNCIA X ESCORREGAMENTO FATOR DE POTÊNCIA RENDIMENTO CORRENTE (WEG, 2025)

A relação entre torque (τ) e inércia rotacional (I) é definida pela segunda lei de Newton para rotações.

$$\tilde{\imath} = I * \alpha \tag{108}$$

O torque é o produto da força pela distância ao eixo, enquanto o momento de inércia mede a resistência de um corpo à aceleração angular (α) dependendo da massa e de sua distribuição

5.2 METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS

A abordagem metodológica deste estudo fundamenta-se na construção de uma bancada experimental capaz de emular com precisão as condições de operação de uma fonte primária de energia. A lógica que rege a seleção dos componentes visa minimizar incertezas de medição e garantir a estabilidade térmica e mecânica durante os ensaios de longa duração.

5.2.1 Bancada Experimental

O núcleo do sistema é composto pelo gerador sob ensaio, um motor WEG W22 de 1 cv (0,75 kW), 380 V e 8 polos. Para acioná-lo, optou-se por um motor primário WEG de 3 cv e 4 polos. O sobredimensionamento do motor primário é uma escolha deliberada para garantir que a fonte mecânica possua reserva de torque suficiente, evitando oscilações de velocidade que poderiam comprometer a precisão dos dados de escorregamento. O controle de rotação é realizado por um inversor de frequência WEG CFW11 (10 A), operando em modo vetorial, o que permite não apenas a modulação fina da velocidade, mas também a extração de dados de torque em tempo real.

A regulação da tensão de alimentação é provida por um regulador Step-down Trifásico JNG TSGC2-3 de 3 kVA. Este equipamento é vital para a execução do ensaio de rotor bloqueado, permitindo a aplicação de tensões reduzidas com alta resolução. Para a aquisição de dados elétricos, utiliza-se o analisador de energia Embrasul RE7000, instrumento que atende aos requisitos do PRODIST e permite a medição simultânea de potências nos quatro quadrantes. Complementarmente, um osciloscópio digital monitora a defasagem angular entre tensão e corrente, fornecendo uma validação visual imediata da inversão do fluxo de potência.

Figura 39 FOTO GERAL DO SISTEMA

5.2.1.1 Gerador sob Ensaio

Motor de indução trifásico com rotor em gaiola de esquilo, marca WEG, linha W22, com potência nominal de 1 cv (0,75 kW) e tensão de operação de 380 V, 8 polos.

Figura 40 PLAQUETA MOTOR GERADOR

5.2.1.2 Motor Primário (Acionamento)

fonte de energia mecânica, utiliza-se um motor de indução trifásico WEG de 3 cv e 4 polos (1745rpm). O sobredimensionamento do motor primário em relação ao gerador é necessário para garantir a estabilidade da rotação e a disponibilidade de torque durante os regimes de sobrevelocidade e injeção de carga.

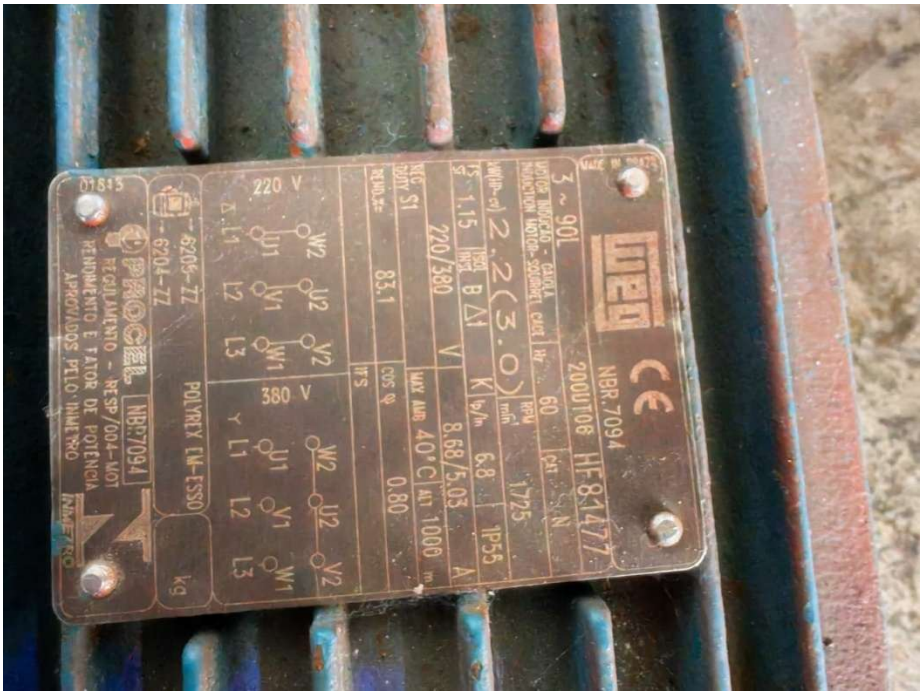


Figura 41 PLAQUETA MOTOR PRIMARIO

5.2.1.3 Inversor de Frequência

O controle da velocidade angular do motor primário é realizado por um inversor WEG CFW11 (10 A). Este equipamento opera em modo de controle vetorial, permitindo não apenas a modulação precisa da rotação, mas também a extração em tempo real do torque mecânico desenvolvido no eixo, dado essencial para o cálculo da potência mecânica de entrada.

5.2.1.4 Regulador de Tensão

Para o ajuste dos níveis de tensão durante os ensaios de caracterização, utiliza-se um Regulador Step-down Trifásico JNG TSGC2-3 (3 kVA). O equipamento permite a variação contínua da saída entre 0 e 380 V, sendo fundamental para a aplicação de tensão reduzida no ensaio de rotor bloqueado.

5.2.2 Instrumentação e Aquisição de Dados

A precisão dos resultados experimentais é garantida pelo uso de instrumentos de medição de classe laboratorial, integrados para capturar fenômenos em regime permanente e transitório:

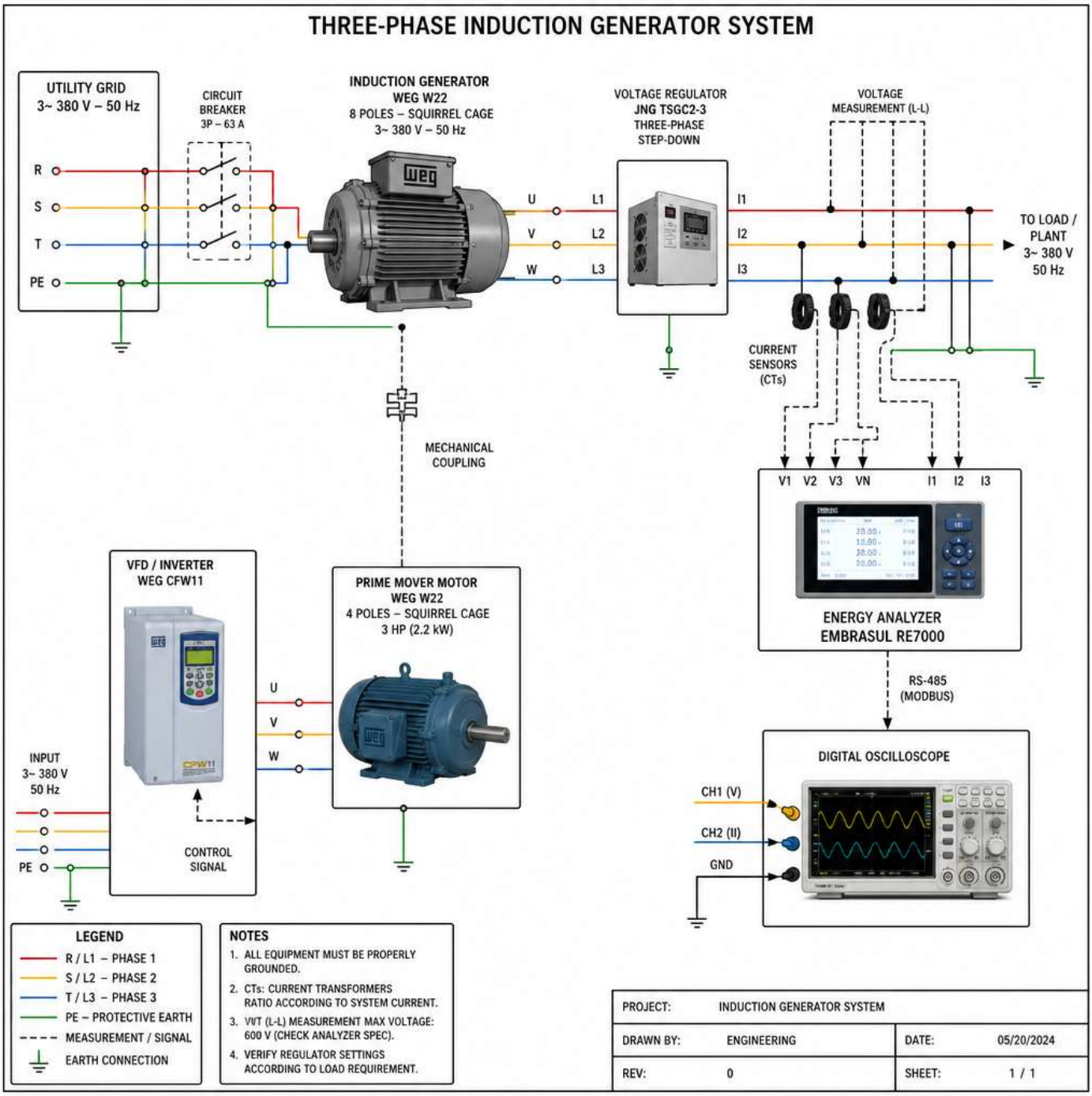


Figura 42 ESQUEMA NA BANCADA

5.2.2.1 Analisador de Energia (Embrasul RE7000)

Este instrumento é o núcleo da aquisição de dados elétricos. Ele monitora continuamente as potências ativa, reativa , aparente, o fator de potência e a corrente eficaz. O RE7000 está configurado para medição em quatro quadrantes,

permitindo registrar a potência ativa injetada na rede (sinal negativo) e a potência reativa consumida para magnetização (sinal positivo).

5.2.2.2 Osciloscópio Digital

Utilizado para a análise qualitativa das formas de onda de tensão e corrente. Através da comparação entre os canais, é possível determinar a defasagem angular e observar o comportamento dinâmico da máquina durante a transição entre os regimes de motor e gerador, bem como registrar transientes de corrente no momento do paralelismo com a rede.

5.2.3 Procedimentos de Ensaio

A análise dos dados coletados deve revelar o comportamento característico da máquina assíncrona de oito polos. Espera-se que, ao ultrapassar a marca de 900 RPM, o analisador RE7000 registre uma inversão no sinal da potência ativa, indicando a transição de consumo para injeção. Esta transição deve ser acompanhada por um deslocamento do ângulo de fase no osciloscópio para valores superiores a 90°, confirmando a mudança de quadrante no plano complexo de potências.

No que tange à potência reativa, a expectativa é de um consumo basal constante (magnetização) acrescido de uma componente variável que cresce com o aumento da carga. O fator de potência tende a apresentar valores reduzidos em baixas cargas, devido à predominância da corrente de magnetização, melhorando gradualmente à medida que a injeção de potência ativa aumenta. Por fim, a curva de eficiência deve apresentar um ponto de máximo, tipicamente situado entre 75% e 100% da carga nominal, fornecendo o parâmetro ideal para a operação do sistema em campo.

5.2.3.1 Ensaio a Vazio (900 RPM)

O ensaio a vazio é realizado tracionando o gerador à sua rotação síncrona de 900 RPM, resultando em um escorregamento nulo. Neste estado, a potência ativa consumida da rede supre apenas as perdas rotacionais (atrito e ventilação) e as perdas no ferro. A potência reativa medida pelo RE7000 neste ponto é utilizada para o cálculo da reatância de magnetização (Xm) do circuito equivalente.

5.2.3.2 Ensaio de Rotor Bloqueado

Com o rotor do gerador travado mecanicamente, utiliza-se o regulador JNG TSGC2-3 para aplicar uma tensão reduzida nos terminais do estator. A tensão é elevada gradualmente até que a corrente de linha atinja o valor nominal de 1,74. A partir dos valores de tensão, corrente e potência ativa registrados, determinam-se as impedâncias de dispersão do estator e do rotor, bem como as resistências equivalentes.

5.2.3.3 Ensaio de Eficiência Global

Este ensaio avalia o rendimento do sistema na conversão de energia mecânica em elétrica. A potência mecânica entregue ao gerador é calculada a partir do torque lido no inversor e da rotação informados pelo inversor CFW11, conforme a equação:

$$Pmec = \frac{\tilde{\imath} * n * 2 * \pi}{60} \quad (109)$$

A eficiência global é então determinada pela razão entre a potência elétrica ativa medida pelo analisador RE7000 e a potência mecânica de entrada:

(110)

$$E\% = \frac{Pmec}{P}$$

5.2.4 Tabelas para Registro de Dados

Os dados coletados durante a fase experimental serão organizados nas tabelas estruturadas abaixo, permitindo a posterior análise comparativa, a plotagem das curvas de desempenho e o mapeamento detalhado da sensibilidade da máquina.

Tabela 3.1 – Parâmetros de Caracterização (Vazio e Rotor Bloqueado)

Ensaio	Tensão (V)	Corrente (A)	Pot. Ativa (W)	Pot. Reativa (var)
Vazio (900 RPM)	380,00			
Rotor Bloqueado		2,15		---

Tabela 3.2 – Desempenho em Regime de Geração e Eficiência (Visão Geral)

Rotação (RPM)	Escorr. s	Corrente (A)	Fator de Potência (FP)	P Injetada (W)	Q Consumida (var)	Ângulo (°)	Torque	Eficiência
900	0,00%							
910	-1,11%							
920	-2,22%							
930	-3,33%							
940	-4,44%							
950	-5,56%							

6 Bibliografia

ALLTESTPRO. (28 de 08 de 2025). Fonte: ALLTESTPRO: https://alltestpro.com/pt-br/recursos/dicas-tecnicas/

Almeida, P. A. (13 de 08 de 2014). SISTEMAS ELÉTRICOS. curitiba, parana, sul.

ANEEL. (21 de 05 de 2022). Fonte: ANEEL PRODIST 08: https://antigo.aneel.gov.br/modulo-8.

ANEEL. (21 de 05 de 2022). *ANEEL PRODIST 03*. Fonte: https://antigo.aneel.gov.br: https://antigo.aneel.gov.br/modulo-3

Aneel. (06 de 06 de 2022). *http://aneel.gov.br*. Fonte: Aneel: http://aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf

ANEEL. (03 de 06 de 2024). *ANEEL.* Fonte: ANEEL: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf

Aquiles. (07 de 16 de 2024). *https://edisciplinas.usp.br/.* Fonte: USP: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5521071/mod_resource/content/2/aula%20gerador%20sincrono.pdf

CELESC. (19 de 06 de 2024). *https://www.celesc.com.br/.* Fonte: CELESC: https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/conexao-micro-mini-geradores-out2020.pdf

CELESC-DGVT. (07 de 06 de 2024). *CELESC.COM.BR.* Fonte: CELESC: https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/conexao-micro-mini-geradores-out2020.pdf

Chapman, S. J. (2013). *fundamentos de máquinas elétricas.* Australia: amgh.

engenharia, p. (19 de 06 de 2024). *https://pronextengenharia.com.br/historia-reles-de-protecao-1/.* Fonte: pronext engenharia: https://pronextengenharia.com.br/historia-reles-de-protecao-1/

EPE. (23 de 05 de 2022). *Decenario 2030*. Fonte: https://www.epe.gov.br: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf

https://edisciplinas.usp.br. (14 de 08 de 2024). Fonte: USP: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3925131/mod_resource/content/1/Aula02_RevCircuitosMagneticos.pdf

https://www.eletr.ufpr.br. (13 de 08 de 2024). Fonte: UFPR: https://www.eletr.ufpr.br/p/_media/professores:mateus:te146_-_capitulo_2_-_circuito_magnetico.pdf

IEEE. (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. *IEEE 1547-2018*, p. https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/.

JORDÃO, R. G. (2 EDIÇAO). *MAQUINAS SÍNCRONAS.* RIO DE JANEIRO: ROTAPLAN.

Magnetismo, L. d. (16 de 07 de 2024). *www.ifsc.usp.br.* Fonte: Usp: https://www.ifsc.usp.br/~strontium/Teaching/Material2010-2%20FFI0106%20LabFisicaIII/11-LeideInducaodeFaraday.pdf

Mardegan, C. (06 de 07 de 2024). *https://www.osetoreletrico.com.br.* Fonte: osetoreletrico: https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/05/Ed50_marco_protecao_seletividade_capIII.pdf

Moacyr A. G. de Brito. (2018). ESTRATÉGIAS DE ANTI-ILHAMENTO APLICADAS A SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA. *Eletrôn. Potên*, 226-234.

Oliveira, C. J. (2015). *Eletricidade.* fortaleza: eduece.

Oliveira, C. J., & Santana dos Santos, A. C. (2015). *Eletricidade e magnetismo.* fortaleza: Editora da Universidade Estadual do Ceará.

OLIVEIRA, P. J. (1998). *ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS DO MOTOR.* BELO HORIZONTE: PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

ONS. (03 de 06 de 2024). *ONS*. Fonte: ons: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados

Seixas, F. J. (2016). *Máquinas.* Ilha Solteira - SP.

SEL. (19 de 06 de 2024). *https://selinc.com.* Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.: https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/

STROSKI, P. N. (17 de 07 de 2024). *https://www.electricalelibrary.com/2019/09/19/como-funcionam-os-geradores-sincronos/*. Fonte: https://www.electricalelibrary.com/2019/09/19/como-funcionam-os-geradores-sincronos/

ufpr.br/. (05 de 11 de 2024). Fonte: ufpr: https://docs.ufpr.br/~pettres/EXATAS/CM300/Rela%C3%A7%C3%B5es%20trigonom%C3%A9tricas.pdf

Walling, R. A. (2002). Distributed Generation Islanding – Implications. pp. 92-96.

WEG. (16 de 07 de 2024). Fonte: https://static.weg.net: https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h68/h68/WEG-curso-dt5-caracter-sticas-e-especifica-o-de-geradores-artigo-tecnico-portugues.pdf

WEG. (28 de 08 de 2025). *WEG.NET*. Fonte: WEG.NET: https://www.weg.net/catalog/weg/CI/pt/WMO_MOTORS_CATEGORY_W23_SYNC_PLUS_ULTRA?productCodeForRestriction=18051675